



**SKRIPSI – ME 141501**

**DESAIN RANTAI PASOK DAN *BASIC DESIGN* KAPAL LNG  
UNTUK DISTRIBUSI LNG DARI FSRU LAMPUNG MENUJU  
PEMBANGKIT DI KALIMANTAN**

Rheza Satria Ryadenata  
NRP. 4212 100 128

Dosen Pembimbing :  
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T, M.Sc.  
Dr. I Made Ariana, S.T, M.T.

JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2016



## **FINAL PROJECT– ME 141501**

# **LNG SUPPLY CHAIN AND BASIC DESIGN OF LNG VESSEL FOR LNG DISTRIBUTION FROM FSRU LAMPUNG TO POWER PLANT IN KALIMANTAN**

Rheza Satria Ryadenata  
NRP. 4212 100 128

Supervisor :  
Prof. Dr. Ketut BudaArtana, S.T, M.Sc.  
Dr. I Made Ariana, S.T, M.T.

Department of Marine Engineering  
Faculty of Marine Technology  
Sepuluh Nopember Institute of Technology  
Surabaya 2016

## KATA PENGANTAR

Rasa puji syukur penulis panjatkan kehadapan Tuhan YME karena atas berkat dan rahmat-Nya, penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik dan tepat waktu. Skripsi dengan judul “Desain Rantai Pasok dan *Basic Design* Kapal LNG untuk Distribusi LNG dari FSRU Lampung Menuju Pembangkit di Kalimantan” diajukan sebagai salah satu persyaratan kelulusan program teknik di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Penulis menyadari dalam penulisan skripsi ini masih jauh dari kata sempurna, maka dari itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun ke arah yang lebih baik agar menyempurnakan ilmu yang ada dalam skripsi ini. Penulis juga menghaturkan mohon maaf jika selama proses pengerjaan skripsi ini terdapat kesalahan yang tidak disengaja.

Selama proses pengerjaan skripsi ini penulis mendapatkan banyak dukungan dan bantuan langsung maupun tidak langsung dari berbagai pihak, sehingga pada kesempatan kali ini penulis ingin mengucapkan banyak terimakasih kepada:

1. Ayah (Surya Darma Wijaya), Mama (Nyoman Dewi Suarjani), dan adik saya (Rizky Ramadhan Ryadenata) untuk segala dukungan dan semangat, atas doanya, dan segala pengorbanan yang telah diberikan dalam kehidupan saya hingga detik ini dan seterusnya. Tidak lupa untuk keluarga kedua saya (Ade Putri Aulia Wijharnasir) karena telah setia hadir menemani dalam segala keadaan, (Om Bambang Wijanarko), (Tante Harimatus Juhairiyah), (Ayu Azhar Wijharnasir) untuk segala dukungan dan doa restunya.

2. Bapak Prof. DR. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc selaku dosen pembimbing pertama yang rela meluangkan waktunya untuk berbagi ilmu dan sedia untuk membimbing penulis hingga skripsi ini terselesaikan. Terima kasih juga atas motivasi yang selalu diberikan kepada penulis selama ini.
3. Bapak Dr. I Made Ariana, ST., MT. selaku dosen pembimbing kedua, terima kasih atas bimbingan dan masukan yang selalu diberikan kepada penulis dikala penulis mengalami kendala dalam pengerjaan skripsi ini.
4. Bapak A.A.B. Dinariyana D.P., ST., MES., Ph.D kepala Lab. Keandalan dan Keselamatan. Terima kasih atas bimbingan dan motivasi selama saya menjadi member lab RAMS.
5. Bapak Ir. Dwi Priyanta, MSE; Bapak Dr. Eng. Trika Pitana, S.T., M.Sc; Bapak R.O. Saut Gurning, S.T., M.Sc., Ph.D; Bapak Dr. Eng. M. Badruz Zaman, S.T., M.T; Bapak Dr. Dhimas Widhi Handani, S.T., MMST; selaku penguji di Lab. Keandalan dan Keselamatan yang telah memberikan kritik dan masukan untuk skripsi ini agar lebih baik lagi.
6. Bapak Ir. Hari Prastowo, M.Sc selaku dosen wali yang telah membantu dan membimbing penulis selama berada di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, FTK-ITS.
7. Seluruh dosen dan karyawan Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS atas segala ilmu yang telah diajarkan selama ini kepada penulis.
8. Segenap keluarga LAB RAMS dari meja depan hingga belakang, dari angkatan 2010 hingga 2012, keluarga BISMARCK 2012 yang telah memberi banyak kenangan dari jaman awal perkuliahan hingga saat ini, terimakasih telah menjadi sahabat saya.

9. Keluarga OMDO, teman satu kontrakan Saif Alhaq dan Wisnu Putra Kurniawan yang telah berbagi suka maupun duka bersama dalam 2 tahun terakhir ini.
10. 3 serangkai (Ahmad Bashori dan Wisnu Putra Kurniawan) dan teman KP (Salman, Manuel, Noval) yang telah mengisi banyak keceriaan dan semangat nya bagi penulis, semoga sukses semua kawan.
11. Mas Kumboro, Mas Uzman, Mas Marvel, Mbak Sholihah, Dwiki yang telah banyak berbagi ilmu nya dan membimbing dalam proses skripsi ini, serta banyak pihak yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.

Akhir kata, penulis mengharapkan semoga tugas akhir ini berguna sebagai referensi di kemudian hari.

Surabaya, Januari 2016

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## **LEMBAR PENGESAHAN**

**DESAIN RANTAI PASOK DAN *BASIC DESIGN* KAPAL  
LNG UNTUK DISTRIBUSI LNG DARI FSRU LAMPUNG  
MENUJU PEMBANGKIT DI KALIMANTAN**

### **SKRIPSI**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar  
Sarjana Teknik pada Bidang Studi Reliability, Availability,  
Maintainability, dan Safety (RAMS)  
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

**Oleh:**

**RHEZA SATRIA RYADENATA  
NRP. 4212 100 128**

**Disetujui oleh Pembimbing Skripsi:**

1. **Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T, M.Sc.**
2. **Dr. I Made Ariana, S.T, M.T.**

**SURABAYA  
JANUARI, 2016**

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



## LEMBAR PENGESAHAN

### DESAIN RANTAI PASOK DAN *BASIC DESIGN* KAPAL LNG UNTUK DISTRIBUSI LNG DARI FSRU LAMPUNG MENUJU PEMBANGKIT DI KALIMANTAN

#### SKRIPSI

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar  
Sarjana Teknik pada Bidang Studi Reliability, Availability,  
Maintainability, dan Safety (RAMS)  
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**RHEZA SATRIA RYADENATA**  
NRP. 4212 100 128

Disetujui oleh Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan:

Dr. Eng. M. Badrus Zaman, S.T., M.T.



**SURABAYA**  
**JANUARI, 2016**

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

# **DESAIN RANTAI PASOK DAN *BASIC DESIGN* KAPAL LNG UNTUK DISTRIBUSI LNG DARI FSRU LAMPUNG MENUJU PEMBANGKIT DI KALIMANTAN**

**Nama Mahasiswa** : Rheza Satria Ryadenata  
**NRP** : 4212 100 128  
**Jurusan** : Teknik Sistem Perkapalan  
**Dosen Pembimbing** : Prof.Dr.Ketut Buda Artana,ST, M.Sc  
Dr.I Made Ariana,ST,M.T

## **Abstrak**

*Tugas akhir ini mengambil studi kasus pada pengoperasian FSRU Lampung. Bermula dari inisiatif Perusahaan Gas Negara (PGN) untuk memenuhi kebutuhan energi di Indonesia dengan memanfaatkan FSRU (Floating Storage Regasification Unit) sebagai penyimpanan dan regasifikasi terminal. LNG yang akan dipasok dari Tangguh, Papua. Kemudian pihak ketiga akan membeli LNG dari FSRU Lampung dan mendistribusikan LNG menuju pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) di Kalimantan menggunakan 3 alternatif kapal yakni: medium size LNG carrier, mini LNG carrier atau LNG barge. Pemilihan jenis kapal tergantung pada proses seleksi. Berikut Ini merupakan 3 PLTG di pulau Kalimantan yang direncanakan sebagai demand :*

- 1) PLTG Siantan dengan kapasitas 30 MW, di Kalimantan Barat.*
  - 2) PLTG Sambera dengan kapasitas 2x20 MW, di Kalimantan Timur.*
  - 3) PLTG Peaking Tanjung dengan kapasitas 2x25 MW, di Kalimantan Timur (digunakan saat beban puncak saja).*
- Untuk proses seleksi dengan menggunakan metode Analytic Hierarchy Process (AHP) dan Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS), alternatif terbaik yang terpilih adalah LNG Self Propelled Barge (SPB), setelah itu*

*menghitung intact stability dari beberapa dimensi kapal yang telah ter registrasi di Badan Klasifikasi Indonesia (BKI) berdasarkan standar Resolusi IMO, maka kapal yang lolos uji stabilitas berdasarkan standar, akan dioptimasi berdasarkan dimensi kapal untuk mendapatkan biaya investasi yang paling minimum dan hasilnya adalah 1 kapal 337 feet LNG SPB Barge. Langkah selanjutnya adalah mendesain conceptual design, yaitu rencana garis, rencana umum, dan sistem offloading FSRU Lampung yang akan digunakan untuk offloading LNG dari FSRU ke LNG SPB. Studi kelayakan ekonomi dilakukan untuk menyelesaikan penelitian ini untuk mendapatkan margin penjualan yang paling optimal, dimana kajian ini terdiri dari 2 faktor utama, Capital of Expenditure (CAPEX) dan Operational Expenditure (OPEX), Menurut analisa yang telah dilakukan dengan kontrak sepanjang 10 tahun dan pinjaman dari bank sebesar 65% total investasi, maka margin paling optimal adalah US\$ 2,5 dan nilai diatasnya.*

*Kata kunci: AHP, conceptual design, Floating Storage and Regasification Unit, kajian ekonomi, offloading system, TOPSIS.*

# **LNG SUPPLY CHAIN AND BASIC DESIGN OF LNG VESSEL FOR LNG DISTRIBUTION FROM FSRU LAMPUNG TO POWER PLANT IN KALIMANTAN**

**Student Name** : Rheza Satria Ryadenata  
**Student ID Number** : 4212 100 128  
**Department** : Marine Engineering  
**Supervisor** : Prof.Dr.Ketut Buda Artana, ST,M.Sc  
Dr.I Made Ariana,ST,M.T

## ***Abstract***

*This bachelor thesis take operation of FSRU Lampung as the case study. The objective was initiative by Perusahaan Gas Negara (PGN) to fulfill energy needs in Indonesia using FSRU (Floating Storage Regasification Unit) as the storage and regasification terminal. The LNG will be supplied from Tangguh, Papua. Then the LNG will supply to power plants in Kalimantan by third party using medium size LNG carrier, mini LNG carrier or LNG barge. It depend on the selection process. These are 3 power plants in Kalimantan which planned as the demand :*

- 1) Siantan Power Plant with the capacity 30 MW, at West Kalimantan.*
- 2) Sambera Power Plant with the capacity 2x20 MW, at East Kalimantan.*
- 3) Peaking Tanjung Power Plant with the capacity 2X25 MW, at East Kalimantan. (Used as a peaker power plant).*

*For the selection process with using Analytic Hierarchy Process (AHP) and Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) method, the best alternative has been selected is LNG Self Propelled Barge (SPB), after that calculate intact stability from several ship dimension which have been registered on classification of Indonesia (BKI) then tested based on IMO Resolution standard, the ship which acceptable based on*

*standard, will optimized based on ship dimension to get the most minimum investment cost and the result is 1 ship 337 feet LNG SPB Barge. The next step is design for conceptual design, lines plan, general arrangement, and FSRU Lampung offloading system which will be use for offloading LNG from FSRU to LNG SPB . The feasibility study do to complete this study to get the most optimal selling margin, consist of 2 main factor, it is Capital Expenditure (CAPEX) and Operational Expenditure (OPEX), According the analysis which due 10<sup>th</sup> contract, and 65% loan from the bank, the most optimal margin is US\$ 2.5 and above.*

*Keywords: AHP, conceptual design, feasibility study, Floating Storage and Regasification Unit, offloading system, TOPSIS.*

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	i
<b>ABSTRAK (INDONESIA)</b> .....	v
<b>ABSTRACT (BAHASA INGGRIS)</b> .....	vii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	ix
<b>DAFTAR ISI</b> .....	xiii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xix
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xxiii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
I.1 Pendahuluan .....	1
I.2 Tempat Pelaksanaan.....	3
I.3 Perumusan Masalah .....	4
I.4 Batasan Masalah .....	4
I.5 Tujuan Penulisan.....	5
I.6 Manfaat Skripsi .....	5
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b>	
II.1 <i>Paper Review</i> .....	7
II.2 <i>Liquefied Natural Gas (LNG)</i> .....	9
II.2.1 Karakteristik Umum dari <i>Liquefied Natural Gas (LNG)</i> .....	10

II.2.2 Karakteristik Fisik dan Kimia dari <i>Liquefied Natural Gas</i> (LNG).....	12
II.2.2 Lokasi Umum Terjadinya <i>Transfer LNG</i> .....	12
II.3 Jenis <i>Transfer LNG</i> .....	15
II.3.1 Tipe <i>Ship on Ship</i> .....	15
II.3.2 Tipe <i>Loading Arm</i> .....	16
II.4 <i>Flexible Hose</i> .....	17
II.5 Lokasi PLTG Penerima LNG di Kalimantan .....	18
II.6 Tipe Kapal Pengangkut LNG .....	20
II.6.1 LNG <i>Carrier</i> .....	21
II.6.2 Mini LNG <i>Carrier</i> .....	22
II.6.3 LNG <i>Barge</i> .....	24
II.7 Perbandingan Kelebihan dan Kekurangan.....	25
II.8 AHP .....	26
II.9 TOPSIS .....	27
II.10 Stabilitas dan Optimasi <i>Solver</i> .....	29
II.11 PFD ( <i>Process Flow Diagram</i> ) .....	34
II.11.1 <i>OffloadingSystem</i> .....	36
II.11.2 <i>Rules</i> .....	42
II.11.3 <i>Software</i> .....	44
II.12 <i>Conceptual Design</i> .....	45
II.12.1 <i>Lines Plan</i> .....	48



II.12.2 <i>General Arrangement</i> .....	50
II.13 Kajian Keekonomian .....	51
<b>BAB III METODOLOGI</b>	
III.1 Umum.....	53
III.2 <i>Flowchart</i> .....	53
III.2.1 Perumusan Masalah .....	57
III.2.2 Studi Literatur .....	57
III.2.3 Pengumpulan Data dan Pendeskripsian Sistem ..	57
III.2.4 Pencarian Data PLTG di Kalimantan .....	59
III.2.5 Penentuan Alternatif Kapal Pengangkut LNG....	59
III.2.6 Penentuan Kriteria Pemilihan Tipe Kapal .....	59
III.2.7 Pemilihan Tipe Kapal dengan AHP dan TOPSIS .....	60
III.2.8 Pengerjaan <i>PFD Transfer System</i> LNG.....	60
III.2.9 Optimasi Tipe Kapal Terpilih .....	60
III.2.10 Perancangan <i>Lines Plan</i> dan <i>General         Arrangement</i> .....	60
III.2.11 Melakukan Kajian Keekonomian .....	60
<b>BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN</b>	
IV.1 Proses Pemilihan Kapal Pengangkut LNG.....	61
IV.1.1 Alternatif Kapal .....	66
IV.1.2 Pembobotan dengan Metode AHP.....	68

IV.1.3 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Lingkungan .....	90
IV.1.4 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Teknikal .....	93
IV.1.5 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Biaya.....	95
IV.1.6 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Operasional .....	98
IV.1.7 Pemilihan Akhir Tipe Kapal Metode TOPSIS ...	100
IV.2 <i>Stability Verification</i> untuk Kapal Terpilih.....	102
IV.2.1 Rules atau Standard yang Digunakan .....	104
IV.2.2 Pengujian Kapal LNG SPB .....	106
IV.2.3 Proses Perhitungan Stabilitas.....	107
IV.2.4 Kesimpulan Stabilitas Kapal.....	115
IV.3 Optimasi (Proses Iterasi) Hasil Pemilihan Kapal .....	116
IV.3.1 Pembuatan Model Matematis Optimasi.....	120
IV.3.2 Analisa Pola Distribusi dan Optimasi.....	131
IV.3.3 Kesimpulan Optimasi .....	139
IV.4 <i>Conceptual Design</i> Kapal Terpilih.....	139
IV.4.1 <i>Lines Plan</i> .....	140
IV.4.2 Rencana Umum ( <i>General Arrangement</i> ).....	154
IV.5 Desain PFD <i>Offloading</i> LNG .....	156

IV.5.1 <i>Rules</i> dalam Perancangan <i>Offloading</i> LNG.....	158
IV.6 Kajian Ekonomi .....	163
IV.6.1 Penjelasan Tabel 4.23 dan 4.24 .....	171
<b>KESIMPULAN DAN SARAN</b>	
V.1 Kesimpulan.....	179
V.2 Saran.....	181
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	183
<b>LAMPIRAN</b> .....	187

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Komposisi dan Spesifikasi LNG .....	11
Tabel 2.2 Kelebihan dan Kekurangan dari 3 Kriteria.....	25
Tabel 2.3 Intensitas Kepentingan Saaty .....	26
Tabel 4.1 Perbandingan Alternatif Kapal .....	65
Tabel 4.1 <i>WMO Sea State</i> .....	103
Tabel 4.2 Perairan Selatan Kalimantan di No 15. ....	103
Tabel 4.3 <i>Stability Verification Result</i> .....	115
Tabel 4.5 Mode Rute Pelayaran Alur Distribusi .....	119
Tabel 4.6 <i>Distance Matrix</i> Alur Pelayaran.....	119
Tabel 4.7 <i>Input</i> Proses Optimasi .....	121
Tabel 4.8 Data PendukungKapal.....	122
Tabel 4.9 <i>Demand</i> dan <i>Economic Data</i> .....	123
Tabel 4.10 Kebutuhan PLTG Harian .....	133
Tabel 4.11 <i>Round Trip</i> per Tahun Model Terpilih .....	134
Tabel 4.12 <i>Constraint Model</i> .....	135
Tabel 4.13 <i>Output</i> Hasil Optimasi.....	136
Tabel 4.14 <i>Operating Cost Model</i> .....	137
Tabel 4.15 <i>Total Operating Cost</i> .....	138

Tabel 4.16 Hasil Metode Compton dan Fung .....	153
Tabel 4.17 <i>Summary of Ship Displacement</i> .....	155
Tabel 4.18 CAPEX <i>Cost</i> .....	165
Tabel 4.19 OPEX <i>Cost</i> .....	165
Tabel 4.20 Perhitungan Revenue Saat Margin US\$ 1,70 dan 1,75 .....	166
Tabel 4.21 Variabel Perhitungan Kajian Ekonomi.....	167
Tabel 4.22 Tarif Pajak Badan Usaha.....	168
Tabel 4.23 Contoh Perhitungan Kajian Ekonomi Margin US\$ 17.5 .....	169
Tabel 4.24 Pinjaman Bank Periode 10 Tahun .....	170
Tabel 4.25 Total Pinjaman Bank .....	176
Tabel 4.26 Kesimpulan Kajian Ekonomi Dengan Variasi Margin .....	177

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.13 Lokasi PLTG di Kalimantan.....	3
Gambar 2.1 Perbandingan Komposisi LNG di Dunia.....	11
Gambar 2.2 Tingkat Kemungkinan Terbakarnya Metana ....	12
Gambar 2.3 <i>Onshore Receiving Facility</i> .....	13
Gambar 2.4 FSRU Lampung.....	14
Gambar 2.5 Bongkar-muat tipe <i>ship on ship</i> .....	15
Gambar 2.6 Struktur <i>Loading Arm</i> .....	16
Gambar 2.7 <i>Flexible Hose</i> .....	18
Gambar 2.8 Lokasi 3 PLTG yang Akan Disuplai .....	19
Gambar 2. 9 <i>Moss Spherical Tank</i> .....	21
Gambar 2.10 <i>Membrane Tank</i> .....	22
Gambar 2.11 <i>LNG Barge</i> .....	24
Gambar 2.12 Titik Penting Stabilitas .....	30
Gambar 2.13 <i>Flowchart Intact Stability</i> .....	32
Gambar 2.14 Contoh <i>Process Flow Diagram</i> dari ORF Celukan Bawang.....	35
Gambar 2.15 <i>Loading-Unloading Procedure</i> .....	36
Gambar 2.16 Prosedur <i>Inerting</i> .....	38
Gambar 2.17 <i>Symbol Libraries</i> .....	44

Gambar 2.18 <i>Validation</i> .....	45
Gambar 2.19 <i>Ship Design Process</i> .....	46
Gambar 2.20 <i>Parametric Study</i> Bentuk Lambung Kapal.....	48
Gambar 2.21 <i>Lines Plan</i> Kapal Hercules .....	50
Gambar 2.22 <i>General Arrangement LNG Carrier</i> <i>Spherical Type</i> .....	51
Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian .....	54
Gambar 3.2 <i>Flowchart</i> Pemilihan Tipe Kapal .....	55
Gambar 3.3 <i>Flowchart</i> Optimasi Tipe Kapal Terpilih .....	56
Gambar 3.4 Hierarki Kriteria Pemilihan Tipe Kapal .....	59
Gambar 4.1 Perkiraan Kebutuhan Listrik Kalimantan .....	61
Gambar 4.2 Kriteria Pemilihan Tipe Kapal.....	63
Gambar 4.3 <i>Medium Size LNG Carrier</i> .....	66
Gambar 4.4 <i>Mini LNG Carrier</i> .....	67
Gambar 4.5 <i>LNG Self Propelled Barge</i> .....	68
Gambar 4.6 <i>IMO Resolution Rules</i> .....	104
Gambar 4.7 <i>Flowchart</i> Stabilitas.....	106
Gambar 4.8 Rute Pelayaran per <i>Roundtrip</i> .....	119
Gambar 4.9 <i>HFO in US\$/metric ton</i> .....	127
Gambar 4.10 <i>MDO in US\$/metric ton</i> .....	128



Gambar 4.11 <i>Solver Add in</i> pada Microsoft Excel .....	136
Gambar 4.12 Data Kapal Pembanding BKI .....	141
Gambar 4.13 <i>Ship Design with Maxsurf</i> .....	142
Gambar 4.14 <i>Dimensional Unit in Maxsurf</i> .....	142
Gambar 4.15 <i>Size Surface Dialog Box</i> .....	143
Gambar 4.16 <i>Zero Point</i> .....	143
Gambar 4.17 <i>Frame of Reference in Maxsurf</i> .....	144
Gambar 4.18 <i>Parametric Transformation</i> .....	145
Gambar 4.19 <i>Control Point</i> .....	145
Gambar 4.20 <i>Body Plan</i> .....	146
Gambar 4.21 <i>Half Breadth Plan</i> .....	147
Gambar 4.22 <i>Sheer Plan</i> .....	147
Gambar 4.23 <i>Lines Plan Final</i> .....	148
Gambar 4.24 <i>3D Perspective View SPB Carrier Designed..</i>	149
Gambar 4.25 <i>Prediction Method Hullspeed</i> .....	150
Gambar 4.26 <i>Wave Modelling</i> .....	150
Gambar 4.27 <i>Resistance VS Speed</i> .....	151
Gambar 4.28 <i>Power Vs Speed</i> .....	151
Gambar 4.29 Rencana Umum SPB LNG .....	154
Gambar 4.30 Skematik <i>Offloading LNG</i> .....	157

Gambar 4.31 <i>Mooring Ship to Ship</i> .....	157
Gambar 4.32 PFD <i>Offloading</i> FSRU .....	162

# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1 Latar Belakang

Persediaan minyak bumi secara global semakin menipis, begitu pula dengan Indonesia. Oleh sebab itu pemerintah Indonesia sendiri mencanangkan program peningkatan pemanfaatan gas bumi sebagai sumber energi di Indonesia. Hal ini terutama difokuskan untuk mengurangi penggunaan bahan bakar minyak untuk industri, salah satunya untuk industri pembangkit listrik. Sebab penggunaan bahan bakar minyak selain meningkatkan polusi udara juga meningkatkan harga produksi, sehingga untuk menekan biaya pemerintah harus memberikan subsidi dalam jumlah besar. Karena itu, penggunaan gas dianggap sebagai salah satu solusi yang tepat dimana gas dikenal sebagai *clean and green energy* dan mudah didapatkan dalam harga yang lebih murah dari bahan bakar minyak.

Indonesia adalah suatu negara yang kaya akan gas alam nya dimana cadangannya cukup besar sekitar  $\pm 183$  TCF. Namun sejak awal dieksplorasinya gas alam, Indonesia selalu mengekspor gas alam tersebut ke luar negeri dan masih sedikit dalam pemanfaatan kepentingan domestik. Sehingga di Indonesia hanya tersedia infrastruktur untuk *loading* gas alam yang telah diubah menjadi LNG tersebut, namun tidak tersedia infrastruktur untuk proses *offloading* gas alam tersebut atau yang biasa dikenal dengan LNG *Receiving terminal*. Hal inilah yang menyebabkan pemerintah Indonesia mulai melakukan proyek pembangunan LNG *receiving terminal* di beberapa daerah di Indonesia sehingga distribusi LNG untuk memenuhi kebutuhan domestik dapat terpenuhi dengan baik.

Salah satu dari proyek pemerintah ini adalah proyek yang diprakarsai oleh PT. PGN untuk pembangunan FSRU Lampung. Sebelum ini, telah terdapat FSRU Jawa Barat yang dibangun atas

kerjasama dari PT. Pertamina dan PT. PGN.FSRU sendiri dipilih karena mengingat lebih mudahnya proses pembangunan terminal terapung ini. Pembangunan terminal regasifikasi ini menjadi lebih mudah karena tidak diperlukannya proses pembebasan lahan.

FSRU Lampung diletakkan di Labuan Maringgai Lampung, dimana suplai LNG akan didapatkan dari Tangguh. FSRU Lampung ini selesai dikerjakan pada tahun 2014. FSRU Lampung memiliki kapasitas penyimpanan sebesar 170.000 m<sup>3</sup> dan kemampuan regasifikasi mencapai 240 MMSCFD. FSRU Lampung ini tergolong LNG *carrier* kelompok kapal besar, dimana dapat dilihat dari kapasitas penyimpanan FSRU ini sendiri. Selain itu, berdasarkan dimensi kapalnya FSRU Lampung memiliki panjang 294 meter, lebar 46 meter, dan kedalaman 26 meter.

Pada dasarnya FSRU Lampung ini adalah kapal LNG *carrier* yang dimodifikasi dimana sistem propulsi dilepaskan dan ditambahkan *regas module* diatasnya, sehingga kapal ini dapat difungsikan sebagai terminal terapung. Hal ini jauh lebih menghemat biaya dan waktu dibandingkan dengan penggunaan terminal LNG di darat. Selain itu sebagian gas dari FSRU Lampung akan didistribusikan untuk kebutuhan gas di pembangkit di Kalimantan.

Sejauh ini belum dilakukan studi untuk menentukan tipe kapal yang akan digunakan untuk proses distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan. Selain itu, *offloading system* yang akan digunakan untuk proses *offloading* dari FSRU ke kapal yang akan digunakan juga belum ditentukan. Oleh sebab itu, pada skripsi ini akan dilakukan studi untuk menentukan tipe kapal beserta dengan perencanaan *offloading system* yang akan digunakan.

Tipe kapal yang menjadi pilihan adalah LNG *carrier*, Mini LNG *carrier*, dan LNG *barge*. Namun yang harus diingat setelah tipe kapal ditentukan, maka perencanaan *basic design* juga harus dilakukan dan dikaji secara ekonomis. Namun pada skripsi

kali ini perencanaan *conceptual design* dari kapal LNG hanya sebatas pembuatan *lines plan* dan *general arrangement*.



Gambar 1.1 3 Lokasi PLTG di Kalimantan

## I.2 Tempat Pelaksanaan

Tempat yang direncanakan untuk mendapatkan informasi dan data-data guna mendukung tugas akhir ini adalah :

1. Laboratorium Reliability, Availability, Maintainability, dan Safety (RAMS), Teknik Sistem Perkapalan, FTK – ITS

### I.3 Perumusan Masalah

1. Tipe kapal apa yang tepat untuk digunakan pada distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan?
2. Bagaimana desain *offloading* system yang akan digunakan untuk proses *offloading* dari FSRU Lampung menuju kapal yang akan digunakan untuk distribusi LNG?
3. Bagaimana *basic design* untuk kapal yang akan digunakan untuk distribusi LNG?
4. Apakah alur distribusi LNG yang di desain telah layak untuk diterima secara ekonomis?

### I.4 Batasan Masalah

Dalam tugas akhir ini, adapun batasan masalah yang diambil agar analisa ini dapat terfokus pengerjaannya dan tidak keluar dari pembahasan adalah :

1. Pemilihan tipe kapal dibatasi hanya untuk tipe *medium size LNG carrier*, *mini LNG carrier*, dan *LNG barge*.
2. Perencanaan *offloading system* dari FSRU Lampung menuju ke kapal yang akan digunakan untuk distribusi LNG menggunakan *flexible hose* sebatas *process flow diagram* (PFD), mengacu pada *offloading system* yang digunakan pada FSRU Jawa Barat.
3. Proses perencanaan *basic design* dari kapal *LNG carrier* dibatasi hanya sebatas pembuatan *lines plan* dan *general arrangement* dari kapal yang telah ditentukan.
4. Melakukan analisa investasi keekonomian dalam sistem rantai pasok LNG yang di desain.

## 1.5 Tujuan Penulisan

Penulisan tugas akhir ini bertujuan untuk :

1. Mengetahui tipe kapal yang paling cocok digunakan untuk distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan.
2. Mengetahui rancangan dari *offloading* system yang digunakan untuk proses *offloading* dari FSRU Lampung menuju kapal yang akan digunakan untuk distribusi LNG.
3. Membuat *basic design* dari kapal yang telah ditentukan sebelumnya untuk distribusi LNG.
4. Menilai kelayakan investasi keekonomian terhadap alur distribusi LNG yang di rencanakan

## 1.6 Manfaat Skripsi

Manfaat yang dapat diperoleh dari penulisan tugas akhir ini adalah :

1. Memberikan masukan tentang perencanaan *transfer system* untuk bongkar muat LNG dari FSRU Lampung menuju LNG *carrier*
2. Memberikan saran *basic design* dari kapal yang akan digunakan untuk distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan.
3. Turut serta dalam mendukung proyek pemerintah untuk peningkatan konsumsi LNG domestik.

*“ Halaman ini sengaja dikosongkan “*



## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **II.1 Paper Review**

Perusahaan Gas Negara (PGN) terus berupaya untuk mengembangkan pemanfaatan gas bumi untuk menggantikan peran minyak bumi, komitmen ini dibuktikan dengan diresmikannya FSRU Lampung pada tahun 2014 silam, selain itu hal ini juga turut mendukung program pemerintah untuk mengkonversi BBM menuju BBG dalam upaya mengurangi ketergantungan terhadap minyak bumi dan mengurangi subsidi BBM.

Dewasa ini, pendistribusian gas alam dengan menggunakan pipa memiliki beberapa keterbatasan, antara lain: keterbatasan gerak, memerlukan investasi yang sangat besar, penanganan sistem *compressor* yang cukup rumit mengingat semakin jauh jarak maka semakin besar *compressor* yang digunakan, penanganan terhadap keselamatan lingkungan cukup besar mengingat tekanan dalam jaringan pipa tersebut sangat tinggi sehingga sedikit kebocoran dapat berakibat fatal terhadap lingkungannya (Soegiono dan Artana, 2006).

Seiring berkembangnya jaman secara pesat, maka dibutuhkan sebuah pemilihan sistem untuk *offloading* LNG secara cepat dan efektif (Jack Pollack dan Hein Wille, 2006). Selain itu di tahun yang sama (Jack Pollack dan Leendert Poldervaart, 2006) melakukan penelitian serupa bagaimana merancang *offloading system* dari FPSO menuju kapal LNG, dimana *offloading system* yang akan digunakan nantinya diharapkan mampu mengatasi keterbatasan *transfer* LNG dengan cara tandem dan dipercaya mampu menghasilkan *transfer* LNG yang simpel, mudah dalam perawatan maupun perbaikan.

Di lain sisi, pembangunan fasilitas dalam rangka mendukung distribusi LNG di Indonesia telah cukup banyak dilakukan sejak lama di Indonesia. Pembangunan fasilitas dapat berupa *loading terminal* ataupun *receiving terminal*. *Loading terminal* LNG di Indonesia berada di Arun (Aceh) dan Badak (Bontang). Sedangkan sejak tahun 2010 telah dibangun FSRU Jawa Barat beserta ORF (*Onshore Receiving Facility*) di Muara Karang dan pada tahun 2014 telah dibangun FSRU Lampung.

Studi mengenai *supply chain* LNG di Indonesia telah banyak dilakukan seperti yang telah dilakukan oleh (Iqro, Dinariyana, dan Artana, 2012). Studi ini menjelaskan bentuk dari *supply chain* transportasi LNG untuk pemenuhan energi di provinsi Bali.

Selanjutnya untuk pemilihan penggunaan kapal pada *supply chain* dari LNG dapat dilakukan dengan berbagai metode. Salah satunya adalah metode TOPSIS dan AHP yang digunakan pada studi yang dilakukan oleh (Indrayuni, 2014).

Sedangkan proses optimasi dapat dilakukan untuk mendapatkan jumlah kapal dan dimensi kapal yang akan digunakan selama pendistribusian LNG dengan dasar biaya investasi dan operasional yang seefisien mungkin. Berdasarkan studi yang dilakukan oleh (Dewabrata, 2014) maka proses optimasi dapat dilakukan dengan bantuan *add in solver* pada Microsoft Excel.

Berdasarkan *paper review* yang telah dilakukan maka dapat diketahui bahwa penelitian yang dilakukan oleh penulis dapat mengacu kepada data-data yang telah dilakukan oleh peneliti sebelumnya. Penelitian yang dilakukan penulis kali ini bertujuan untuk melakukan pemilihan *offloading system* seperti yang telah dilakukan oleh (Joel Aron Wlitz dan Matthew Vernon Ridolfi, 2004) mengenai *flexible cryogenic hose* ataupun penelitian oleh (Wilms dan La Habra, 2007) tentang *loading arm*, namun pemilihan kali ini akan dilakukan di FSRU lampung dengan menggunakan metode yang sama seperti yang telah dilakukan oleh (Dewabrata, 2014) dan (Indrayuni, 2014).

## II.2 *Liquefied Natural Gas (LNG)*

Gas alam adalah salah satu potensi sumber daya alam yang menjadi pilihan utama sebagai pengganti bahan bakar minyak saat ini. Khususnya untuk pemerintah Indonesia, penggunaan gas alam untuk domestik saat ini sedang ditingkatkan. Hal ini ditunjukkan dengan dibangunnya beberapa fasilitas *receiving terminal* LNG di Indonesia. Salah satunya adalah proyek pembangunan FSRU Lampung ini.

Sejak sekitar 30 tahun yang lalu Indonesia telah memulai bisnis impor gas alam ke luar negeri, namun Indonesia tidak pernah menikmati gas alam produksi dalam negerinya sendiri karena tidak adanya infrastruktur penerimaan LNG di dalam negeri. Oleh sebab itu saat ini Indonesia mulai membangun fasilitas-fasilitas *receiving terminal* LNG di Indonesia. Dimana FSRU yang telah beroperasi adalah FSRU Jawa Barat, dan proyek FSRU yang sedang dalam proses pengerjaan adalah FSRU Lampung yang mana FSRU telah selesai dikerjakan pada tahun 2014.

Gas alam adalah energi yang murah dan bersih sehingga menjadi alternatif yang sejauh ini paling baik untuk menggantikan bahan bakar minyak. Namun, gas alam sendiri memerlukan penanganan khusus dalam transportasinya. Hal ini disebabkan karena karakteristik fluida gas itu sendiri adalah memiliki massa jenis yang rendah. Sehingga pada proses pengangkutan gas, ruang yang besar hanya akan mengandung sedikit volume gas alam. Hal inilah yang menyebabkan gas alam dicairkan ataupun dikompresi agar pada saat proses transportasi pengangkutan gas menjadi maksimal. Proses pencairan dan pengkompresian inilah yang harus dikompensasi dengan sedikit biaya tambahan untuk komponen-komponen di sistem loading maupun offloading.

*Liquefied natural gas (LNG)* merupakan cara transportasi gas alam dengan mencairkan gas alam dengan suhu yang jauh dibawah titik beku. LNG digolongkan sebagai *cryogenic liquid*, yaitu gas yang akan mencair saat didinginkan hingga suhu -160°C. Suhu yang sangat rendah ini akan menyebabkan bahaya

bagi manusia atau lingkungan sekitar yang menyentuhnya. Dimana fluida jenis ini dapat menyebabkan kerusakan langsung pada jaringan yang hidup. Sehingga diperlukan penanganann khusus untuk mesin fluida yang digunakan saat transportasi LNG. Gas alam yang diangkut dalam bentuk LNG memiliki *volumetric efficiency* sebesar 1:600. Hal ini berarti di dalam 1 m<sup>3</sup> LNG, jika diregasifikasi maka terdapat 600 m<sup>3</sup> gas alam, sehingga pengangkutan dengan LNG dapat meningkatkan nilai penjualan. Kapal LNG sendiri didesain khusus dengan tangki berinsulasi sehingga dapat menjaga suhu LNG tetap di sekitar -150° C sampai dengan -160° C. LNG dapat diangkut dengan menggunakan LNG *carrier* yang memiliki kapasitas mencapai 200.000 m<sup>3</sup> ataupun mini LNG *carrier* yang memiliki kapasitas sepersepuluh dari LNG *carrier*. Selain itu saat ini pada beberapa kasus juga digunakan LNG *barge* untuk mengangkut tabung-tabung berisi LNG sebagai mode distribusi baru LNG.

### **II.2.1 Karakteristik Umum dari *Liquefied Natural Gas* (LNG)**

95% - 97% komposisi gas alam merupakan metana. Sisanya terdiri dari kombinasi etana, propana, dan gas lainnya yang lebih berat. Metana menjadi komponen utama dari LNG, sehingga menyebabkan struktur kimia maupun sifat dari LNG menjadi mirip dengannya. *Vapour* atau uap LNG bersifat tidak berwarna, tidak korosif, tidak beracun, dan tidak memiliki bau. Metana merupakan gas *green house* yang dapat meningkatkan level karbon di atmosfer saat dilepas. Sehingga penggunaan LNG diyakini mampu mereduksi emisi dari karbon dioksida di udara hingga 20%, meskipun di lain sisi terdapat juga sebagian kecil metana yang berasal dari residu bahan bakar mesin kapal, yang dapat meningkatkan sedikit emisi dari metana. Berhubung metana lebih kuat 20% dibandingkan karbon dioksida, maka keunggulan utama dari LNG terdapat pada segi ramah lingkungan. Keunggulan LNG lainnya adalah pengurangan dari sulfur, nitrogen oksida dan partikel-partikel yang digunakan oleh LNG.

Table 1-1 Typical Composition of LNG from Various Liquefaction Plants

Component, mole %	Nigeria LNG	Arun LNG	Brunel LNG	Oman LNG	Atlantic LNG	Kenai LNG
Methane	87.9	88.48	89.4	90	95	99.8
Ethane	5.5	6.36	6.3	6.35	4.6	0.1
Propane	4	1.56	2.8	0.15	0.38	0
Butane	2.5	1.56	1.3	2.5	0	0
Nitrogen	0.1	0.04	0.2	1	0.02	0.1

ILEX Energy Consulting, 2003

Gambar 2.1 Perbandingan komposisi LNG di dunia  
(Sumber : ILEX Energy Consulting, 2003)

Gambar di atas menunjukkan perbandingan komposisi khas yang dimiliki oleh LNG pada beberapa perusahaan penyedia LNG. Sedangkan tabel 2.1 menunjukkan perbedaan komposisi antara LNG yang bersumber di Indonesia. Komposisi dari LNG berbeda karena dipengaruhi oleh sumber gas dan teknologi pemrosesannya.

Tabel 2.1. Komposisi dan Spesifikasi LNG

Komposisi	Low (%)	High (%)
Methane (C <sub>1</sub> )	80	99
Ethane (C <sub>2</sub> )	< 1	17
Propane (C <sub>3</sub> )	0.1	5
Butane (C <sub>4</sub> )	0.1	2
Pentane+ (C <sub>5</sub> +)	—	< 1
Nitrogen (N <sub>2</sub> )	0	1
Nilai Kalori	1000 – 1160 BTU/SCF	
Berat Jenis	0,45 – 0,47 g/cc	
1 MTPA LNG	≈ 135 – 140 MMSCFD gas alam	

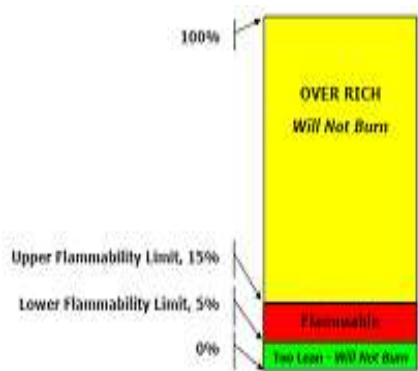
(Sumber : Reza, 2009)

## II.2.2 Karakteristik Fisik dan Kimia dari *Liquefied Natural Gas* (LNG)

LNG merupakan sebuah energi yang aman dan ramah lingkungan, namun dapat juga terbakar dan meledak pada kondisi tertentu. Di udara, zat yang dapat terbakar bisa tersulut dan terbakar (zat campuran metana dan oksigen) dibatasi oleh batas atas dan batas bawah menurut tingkat nyalanya. Batas konsentrasi uap LNG pada udara adalah sekitar 5,5% dan 15% dari volume pada temperatur 25°C.

Berdasarkan gambar 2.2 apabila konsentrasi dari uap melebihi batas atas, ditandai dengan warna kuning, apabila oksigen lebih sedikit maka dapat menyebabkan kebakaran, apabila berada di bawah batas hijau, berarti metana yang ada hanyalah sedikit yang membuat zat tersebut tidak bisa terbakar. Pada keadaan-keadaan di bawah ini, LNG juga tidak dapat terbakar, yaitu:

- Daerah yang terventilasi dengan bagus
- Pada tangki yang tertutup dimana LNG disimpan dengan konsentrasi mendekati 100% dibawah tekanan atmosfer.



Gambar 2.2 Tingkat kemungkinan terbakarnya metana.  
(Sumber : SSPA Sweden AB, 2014)

### II.2.3 Lokasi Umum Terjadinya Transfer LNG

Ada beberapa tempat untuk *transfer* LNG pada umumnya saat di darat atau lautan. Bongkar maupun muat LNG tergantung dari karakteristik perairan pada *shore* atau tempat penyimpanan LNG. Adapun beberapa lokasi nya secara umum dibagi menjadi :

1. Tipe *onshore*
2. Tipe *offshore*
3. Tipe FSRU

#### II.2.3.1 Tipe *onshore*

*Onshore* atau dapat diartikan tempat yang terdapat di daratan, semisal ORF (*Onshore Receiving Facility*) atau kilang. Dimana kilang merupakan tangki penampungan LNG di darat dalam wadah besar. Sedangkan ORF tempat mendistribusikan gas alam dari LNG menuju konsumen. Kilang dan ORF tersebut akan diinstalasi dengan sistem perpipaan dan instrumentasi berdasarkan *safety* dan *rules* pada umumnya. Yang nanti digunakan untuk mendistribusikan berbagai jenis fluida, salah satunya adalah fluida cair LNG. Sistem perpipaan tersebut akan dijadikan koneksi antara kapal LNG dengan kilang dan juga penghubung antara ORF dan FSRU (*Floating Storage And Regasification Unit*) sebagaimana terlihat di FSRU Lampung yang dimiliki oleh Indonesia.



Gambar 2.3 *Onshore Receiving Facility*  
(Sumber : [www.gomresources.com](http://www.gomresources.com))

### II.2.3.2 Tipe offshore

*Offshore platform* atau bangunan lepas pantai adalah struktur yang dibangun di lepas pantai. Teknologi ini sering digunakan untuk mendukung proses pengolahan atau eksplorasi gas alam. di dunia maritim khususnya dikenal dengan istilah FPSO (*Floating ,Production, Storage and Offloading*) dan FSRU (*Floating Storage And Regasification Unit*). Anjungan ini dibangun karena masalah apabila suatu kilang tempat penyimpanan mempunyai sarat yang rendah maka kapal-kapal berdimensi besar akan kandas. Oleh sebab itu dibangun anjungan lepas pantai berupa kapal besar. untuk menanggulangi masalah tersebut. Pada FRSU sudah diinstal berbagai peralatan yang dibutuhkan pada saat *loading-unloading* ataupun sistem lainnya. Pada FRSU juga sistem keamanan harus benar-benar diperhatikan sehingga bila terjadi kegagalan sistem akan langsung bisa ditanggulangi secara dini, anjungan lepas pantai dibangun tepat di tengah pantai sehingga mendapatkan kedalaman yang lebih tinggi bagi kapal LNG yang akan merapat.



Gambar 2.4 FSRU Lampung  
(Sumber : [www.duajurai.com](http://www.duajurai.com))



### II.3 Jenis *Transfer* LNG

Ada beberapa jenis alat untuk *transfer* LNG pada saat bongkar maupun muat, cara-cara tersebut sangat umum digunakan pada saat *transfer* LNG, adapun beberapa cara tersebut antara lain :

1. Tipe *ship on ship*
2. Tipe *loading arm*

#### II.3.1 Tipe *Ship On Ship*

Tipe *ship on ship* tidak mempergunakan *mooring system* untuk mengikat antar kapal yang pada umumnya digunakan untuk proses *loading unloading*, tetapi mempergunakan tali yang akan ditembakkan dari kapal LNG menuju FRSU, setelah itu tali tersebut akan digulung pada drum untuk memperoleh selang fleksibel (*flexible hose*) yang akan dikoneksikan ke FSRU. Pada umumnya alat jenis ini dipergunakan untuk kapal LNG berkapasitas kecil untuk mempercepat waktu bongkar muat LNG. Jenis *transfer* ini dapat dilihat pada gambar no 2.5

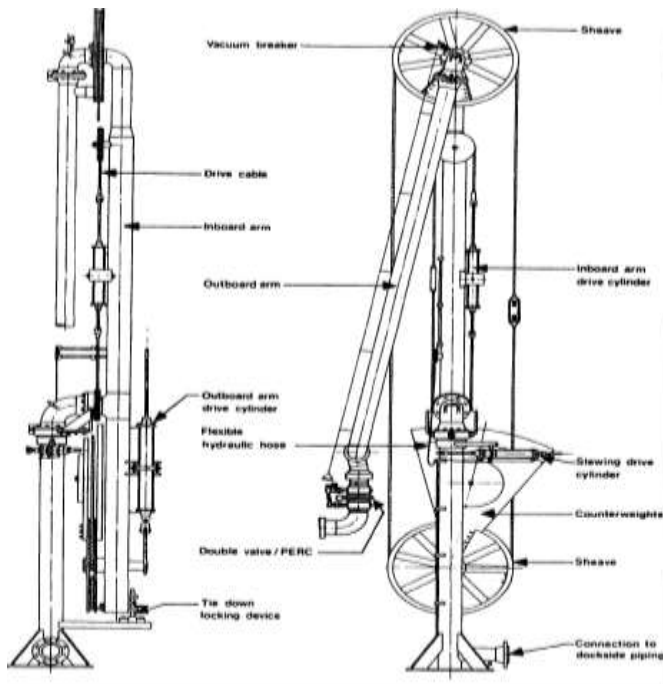


Gambar 2.5 Bongkar-muat tipe *ship on ship*  
(sumber : [www.gac.com](http://www.gac.com))

### II.3.2 Tipe *Loading Arm*

Tipe ini yang paling umum digunakan pada proses bongkar muat kapal LNG, tipe ini menggunakan tangan robot yang akan terkoneksi ke *connecting shore*, setelah terkoneksi maka fluida LNG dapat dipindahkan ke kapal LNG.

*Loading arm* mengadopsi sistem *pneumatic* atau *hydraulic* sebagai fluida penggerak, sehingga *loading arm* bisa digerakan secara otomatis, sistem pengaman pada *loading arm* adalah ESD (*Emergency Shut Down*) system, sistem pengaman ini bekerja pada saat *loading arm* dan *connecting shore* terdapat pergeseran yang akan mengakibatkan kegagalan sistem.



Gambar 2.6 Struktur *loading arm*  
(Sumber : McGuire And White, 2000, P:109)

## II.4 Flexible Hose

Secara umum, digunakan 2 buah cara untuk *transfer system* LNG atau *offloading* LNG dari FSRU menuju kapal pengangkut LNG, yaitu dengan menggunakan *loading arm* maupun dengan *flexible hose*, *flexible hose*, dianggap memiliki lebih banyak keuntungan dibandingkan menggunakan *loading arm*, yaitu:

- *Flexible hoses* dapat digunakan untuk sistem *side by side* dan tandem, sedangkan *loading arm* memiliki keterbatasan dalam *transfer system* dengan cara tandem.
- Teknologi *flexible hose* terkini yang terbuat dari “*Dynemaa Fiber*”, merupakan terobosan baru bagi dunia *offshore*, *dynemaa fiber* merupakan fiber terkuat di dunia dimana 15 kali lebih kuat dari baja namun lebih ringan dibandingkan air, hal ini menunjukkan bahwa *flexible hose* dapat digunakan dalam medan yang berat atau kondisi cuaca yang buruk, dan lebih awet dibandingkan *loading arm*.
- *Flexible hose* juga dilengkapi dengan *leakage monitoring system*, jadi sedikitpun kebocoran yang terjadi dalam *hose* akan segera terdeteksi.
- Memiliki teknologi *quick connect/disconnect structurals* sama halnya dengan *loading arm* sehingga *flexible hose* juga memiliki efisiensi waktu yang tinggi dalam LNG *transfer system*.

Oleh karena itu, pada tugas akhir ini akan dilakukan perancangan *offloading system* LNG dengan *flexible hose*, karena paling sesuai dengan *standard transfer* LNG pada FSRU dan memiliki keuntungan sebagaimana yang telah disebutkan sebelumnya, adapun standar-standar atau *rules* yang digunakan akan akan dijelaskan pada bab metodologi.



Gambar 2.7 *Flexible Hose*  
(Sumber : *exceleerateenergy.com*)

## **II.5 Lokasi PLTG Penerima LNG di Kalimantan**

LNG yang berasal dari FSRU Lampung akan distribusikan dengan kapal menuju *receiving terminal* di 3 lokasi di Kalimantan dan kemudian akan disuplai untuk 3 buah pembangkit di Kalimantan. Adapun 3 pembangkit di Kalimantan yang direncanakan akan disuplai oleh LNG dari FSRU Lampung adalah:

- 1) Pembangkit Siantan dengan kapasitas 30 MW, di Kalimantan Barat
- 2) Pembangkit Sambera dengan kapasitas 2x20 MW, di Kalimantan Timur
- 3) Pembangkit Peaking dengan kapasitas 2X25 MW, di Kalimantan Timur



Gambar 2.8 Lokasi 3 PLTG Yang Akan di Suplai  
(Sumber: Google Maps)

FSRU Lampung diletakkan di Labuan Maringgai Lampung, dimana suplai LNG akan didapatkan dari Tangguh. FSRU Lampung ini selesai dikerjakan pada tahun 2014. FSRU Lampung memiliki kapasitas penyimpanan sebesar 170.000 m<sup>3</sup> dan kemampuan regasifikasi mencapai 240 MMSCFD. FSRU Lampung ini tergolong LNG *carrier* kelompok kapal besar, dimana dapat dilihat dari kapasitas penyimpanan FSRU ini sendiri. Selain itu, berdasarkan dimensi kapalnya FSRU Lampung memiliki panjang 294 meter, lebar 46 meter, dan kedalaman 26 meter.

FSRU Lampung ini adalah kapal LNG *carrier* yang dilengkapi dengan fasilitas penampungan gas alam cair (LNG) dengan kapasitas penampungan 170.000 m<sup>3</sup>, serta peralatan untuk mengubah LNG yang berbentuk cair ke gas (regasifikasi), sehingga kapal ini dapat difungsikan sebagai terminal terapung. Hal ini jauh lebih menghemat biaya dan waktu dibandingkan dengan penggunaan terminal LNG di darat. Selain itu sebagian gas dari FSRU Lampung akan didistribusikan untuk kebutuhan gas di pembangkit di Kalimantan.

Dewasa ini, pendistribusian gas alam dengan menggunakan pipa memiliki beberapa keterbatasan, antara lain : keterbatasan gerak, memerlukan investasi yang sangat besar, penanganan sistem *compressor* yang cukup rumit mengingat semakin jauh jarak maka semakin besar *compressor* yang digunakan, penanganan terhadap keselamatan lingkungan cukup besar mengingat tekanan dalam jaringan pipa tersebut sangat tinggi sehingga sedikit kebocoran dapat berakibat fatal terhadap lingkungannya (Soegiono dan Artana, 2006).

Sejauh ini belum dilakukan studi untuk menentukan tipe kapal yang akan digunakan untuk proses distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan.

## II.6 Tipe Kapal Pengangkut LNG

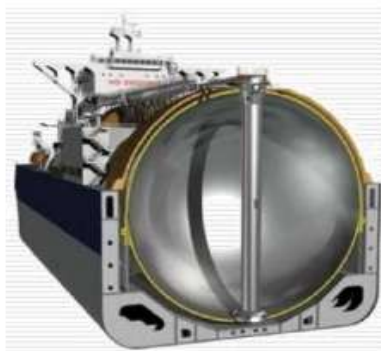
Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa LNG diangkut dengan menggunakan kapal yang memiliki tangki berinsulasi. LNG *carrier* dikelompokkan berdasarkan standar kapasitas muat tangki. Berikut ini adalah pengelompokan dari LNG *carrier* yang ada hingga saat ini:

- Standar tangki muat :  
75.000 m<sup>3</sup>
- Kelompok kapal besar :  
125.000 m<sup>3</sup>  
138.000 m<sup>3</sup>  
145.000 m<sup>3</sup>
- Kelompok kapal sangat besar :  
160.000 m<sup>3</sup>  
200.000 m<sup>3</sup>
- *Medium Size LNG carrier* :  
20.000 m<sup>3</sup>
- *Mini LNG carrier* :  
<20.000 m<sup>3</sup>

### II.6.1 LNG Carrier

LNG carrier adalah mode pengangkutan LNG yang umum digunakan saat ini. LNG carrier umumnya menggunakan *steam turbine* sebagai *main engine*, sebab LNG yang berada di dalam tangki akan selalu menghasilkan BOG (*boiled-off gas*) akibat dari peningkatan suhu. Sehingga untuk pemanfaatan BOG tersebut digunakanlah *steam turbine* sebagai *main engine*. Selain itu ciri khas dari LNG carrier adalah kapal ini menggunakan *mild steel* karena suhu LNG yang sangat rendah. Prosedur bongkar muat dan sandar juga dilakukan dengan sangat hati-hati, hal ini disebabkan karena LNG tergolong *cryogenic fluid* sehingga harus ditangani dengan mesin fluida khusus.

Tangki pada LNG carrier dibagi menjadi dua yaitu *moss spherical tank* dan *membrane tank*. *Moss spherical tank* adalah tangki berbentuk bulat sedangkan *membrane tank* adalah tangki berbentuk prisma. Kelemahan dari tangki berbentuk bulat adalah konstruksi yang tinggi sehingga dapat menaikkan titik gravitasi kapal, sedangkan kekurangan tangki berbentuk prisma karena luas permukaan bebas yang lebih besar daripada tangki bulat, hal ini dapat meningkatkan derajat keolengan kapal.



Gambar 2.9 Moss Spherical Tank  
(Sumber : Artana, slide LNG Chapter V)



Gambar 2.10. *Membrane Tank*  
(Sumber : Artana, slide LNG Chapter V)

LNG *carrier* memiliki kapasitas yang besar sehingga sangat cocok untuk mendistribusikan LNG menuju tempat yang jauh. Namun LNG *carrier* terkadang terbatas dengan *draught* dari dermaga tempatnya merapat. Selain dilengkapi dengan tangki khusus, LNG Carrier juga dilengkapi dengan peralatan *cargo handling* yang mampu menangani LNG bersuhu  $-160^{\circ}\text{C}$ .

## II.6.2 *Mini LNG Carrier*

Kapal *mini LNG carrier* pada dasarnya sama dengan dengan LNG *carrier*, yang membedakan nya adalah dimensi kapal yang lebih kecil dan kapasitas muat tangki  $< 20.000 \text{ m}^3$ . *Mini LNG carrier* lebih efektif digunakan dibandingkan dengan LNG *carrier* dengan 2 kondisi umum berikut, yaitu: pada rute pelayaran jarak pendek dan pada daerah yang memiliki *demand* LNG rendah, sehingga tidak membutuhkan kapasitas tangki yang besar. Semakin berkembangnya permintaan LNG untuk daerah terpencil melandasi maraknya pembangunan *mini LNG carrier* dewasa ini.

*Mini LNG carrier* juga dikenal sebagai *small LNG carrier*. Saat ini *small LNG carrier* semakin banyak dikembangkan berdasarkan alasan ekonomis. Sebab *small LNG carrier* dapat membawa LNG menuju ke *final user*. Sampai dengan saat ini LNG *carrier* berukuran besar seringkali terhambat dengan



keterbatasan *draught* dari dermaga. Berikut ini adalah kelebihan dari *small LNG carrier* yang dipaparkan oleh salah satu konsultan konstruksi *small LNG carrier*:

1. Dapat mengatasi beban puncak pada konsumen. Pada kota-kota yang menjadi tujuan pariwisata variasi beban sangat mudahnya berubah, dimana kenaikan beban puncak dapat meningkat secara drastis. Umumnya untuk mengatasi beban puncak ini maka didistribusikan tambahan LNG melalui *pipeline* karena LNG yang didistribusikan tidak sebanyak kapasitas dari *LNG carrier*. Namun dengan adanya *small LNG carrier* maka distribusi LNG yang sedikit tersebut dapat didistribusikan dengan kapal. Hal ini dianggap lebih ekonomis karena pemasangan pipa sangat mahal dan dinilai tidak efisien jika hanya digunakan untuk mengatasi beban puncak.
2. *Small LNG carrier* dapat mengatasi perkembangan kebutuhan konsumen yang cepat. Sebab pembangunan pipa dapat mencapai waktu 10 tahun, sedangkan kebutuhan konsumen selalu meningkat. Hal ini dapat diatasi dengan digunakannya *small LNG carrier* untuk suplai LNG.
3. *Small LNG carrier* dapat memberikan suplai ke pulau-pulau kecil sebab *draught* dari kapal ini yang terbilang tidak dalam.
4. *Small LNG carrier* hanya membutuhkan terminal penerima berukuran kecil sehingga waktu yang digunakan untuk membangun dan tingkat
5. Kompleksitasnya lebih rendah.
6. Jumlah LNG yang disuplai lebih fleksibel karena kapasitas yang kecil.
7. *Re-balancing* stok di semua terminal.
8. *Small LNG carrier* dapat mengatasi perubahan dari *demand*, dimana terkadang ada kasus dimana pulau A lebih membutuhkan LNG daripada pulau B, sehingga suplai LNG untuk pulau A dipindahkan menuju pulau B.

9. LNG dapat digunakan sebagai bahan bakar kapal. Di masa depan, LNG dapat menggantikan fungsi *bunker* lainnya, dimana penggunaan LNG dapat menghemat pengeluaran *owner* kapal dan juga ramah lingkungan.

### II.6.3 LNG Barge

*Barge carrier* atau yang lebih dikenal dengan kapal tongkang merupakan sebuah kapal pengangkut yang memiliki lambung datar dan pada umumnya ditarik dengan kapal tunda / *tug boat* sehingga mampu berlayar pada *draught* perairan yang dangkal, seperti beberapa sungai di Indonesia, beberapa *barge carrier* mampu beroperasi layaknya kapal container. Namun *barge carrier* tidak dilengkapi sistem *Boil Off Gas (BOG) release*, sehingga jarak pelayaran yang dapat ditempuh terbatas dari batas maksimum kompensasi tangki LNG terhadap BOG yang. Terbentuk. Oleh sebab itu *barge carrier* cocok digunakan untuk pengangkutan LNG dalam jarak dekat, dimana keuntungannya adalah tidak perlu pemasangan *unloading unit* di atas kapal. Sebab LNG didistribusikan dalam bentuk tabung sehingga saat merapat di dermaga, LNG dapat langsung diangkut ke konsumen dengan menggunakan truk. Selanjutnya LNG akan di regasifikasi langsung di konsumen. Pada dermaga cukup diberikan fasilitas *unloading* tabung LNG saja.



Gambar 2.11 LNG Barge  
(Sumber : <http://www.greenport.com/news>)

Kapal diatas merupakan jenis kapal *barge carrier* yang mengangkut muatan LNG, kapal tersebut merupakan kapal milik pemerintah Amerika dengan kapasitas tangki sebesar 3000 m<sup>3</sup>.

## II.7 Perbandingan Kelebihan dan Kekurangan

Dari ketiga pilihan yang diajukan di atas, setiap pilihan tentu saja memiliki kelebihan dan kekurangannya masing-masing. Kelebihan dan kekurangan dapat ditinjau dari beberapa aspek yang dapat mempengaruhi pemilihan. Dalam satu kriteria, bisa saja satu atau dua alternatif diunggulkan, namun dalam kriteria lain mungkin alternatif satu memiliki ketidak unggulan. Pada tabel 2.4 dibawah ini akan dijelaskan mengenai kelebihan dan kekurangan dari setiap opsi yang dapat dipilih.

Tabel 2.2. Kelebihan dan Kekurangan Dari 3 Kriteria

	<i>Medium LNG Carrier</i>	<i>Mini LNG Carrier</i>	<i>Barge LNG</i>
<i>Advantages</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cocok untuk demand besar</li> <li>•Support unloading system</li> <li>•Support BOG Release system</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cocok untuk demand relatif kecil</li> <li>•Cocok untuk daerah dengan fluktuasi beban ber variatif atau drastis</li> <li>•Fleksibel dalam berlabuh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cocok untuk daerah dengan perairan dangkal seperti sungai</li> <li>•Cocok untuk pelayaran jarak dekat</li> </ul>
<i>Disadvantages</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Membatasi daerah berlabuh</li> <li>•Terminal penerima LNG lebih besar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Terminal penerima LNG lebih kecil</li> <li>•Tidak bisa melayani demand besar karena terbatas kapasitas muat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Tidak support BOG release</li> <li>•Not support unloading unit</li> <li>•Biasanya perlu bantuan tug boat</li> </ul>

Dari beberapa kelebihan dan kekurangan di atas, ternyata terdapat beberapa kriteria/aspek yang selalu muncul di setiap alternatif yang ada. Kriteria tersebut nantinya akan digunakan untuk melakukan penilaian pada setiap alternatif yang telah diajukan dengan menggunakan metode AHP-TOPSIS.

## II.8 AHP

AHP ini adalah suatu metode yang memberikan kesempatan bagi setiap orang ataupun kelompok membangun gagasan dan mendefinisikan persoalan serta membuat asumsi untuk memperoleh pemecahan yang diinginkan. Oleh sebab itu, didalam metode AHP setiap elemen harus diketahui bobot relatifnya satu sama lain. Hal ini bertujuan untuk mengetahui tingkat kepentingan (preferensi) pihak-pihak yang berkepentingan dalam permasalahan terhadap atribut dan struktur hirarki secara keseluruhan. Pendekatan AHP menggunakan skala Saaty dari skala 1-9 diberikan sebagai berikut:

Tabel 2.3. Intensitas Kepentingan Saaty

Intensitas Kepentingan	Definisi Verbal
1	Kedua elemen sama pentingnya. (strong)
3	Elemen yang satu sedikit lebih penting dari elemen satunya.(slightly)
5	Kepentingan yang kuat terhadap yang lain, jelas lebih penting dari elemen yang lain. (strongly)
7	Satu elemen jelas lebih penting dari elemen yang lain. (very strong)
9	Satu elemen mutlak lebih penting dari elemen lain. (extreme)
2, 4, 6, 8	Nilai tengah diantara dua pertimbangan yang berdampingan.

Selanjutnya berdasarkan tabel diatas maka dibentuklah suatu matriks perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*). Matriks perbandingan berpasangan adalah matriks berukuran

$n \times n$  dengan elemen  $a_{ij}$  yang merupakan nilai *relative* tujuan ke-I terhadap tujuan ke-j. Matrik perbandingan berpasangan dikatakan konsisten jika dan hanya jika untuk setiap  $j, k \neq i \in \{1, \dots, n\}$  :

$$a_{ii} = 1 ; \quad (2.1)$$

$$a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}} ; \quad (2.2)$$

$$a_{ik} = (a_{ij})(a_{jk}) \quad (2.3)$$

## II.9 TOPSIS

Terdapat banyak metode perankingan yang dapat digunakan untuk memecahkan beberapa masalah pengambilan keputusan multikriteria. Salah satu metode yang baik untuk masalah pengambilan keputusan multikriteria adalah TOPSIS. TOPSIS merupakan singkatan dari *Technique for Order Performance by Similarity to Ideal Solution*, yang pertama dikenalkan oleh (Hwang dan Yoon, 1981). Metode TOPSIS menggunakan prinsip bahwa alternatif yang terpilih harus mempunyai jarak terdekat dari solusi ideal positif dan terjauh dari solusi ideal negatif.

Solusi ideal positif didefinisikan sebagai jumlah dari seluruh nilai terbaik yang dapat dicapai untuk setiap atribut, sedangkan solusi ideal negatif terdiri dari seluruh nilai terburuk yang dicapai untuk setiap atribut. TOPSIS mempertimbangkan keduanya, jarak terhadap solusi ideal positif dan jarak terhadap solusi ideal negatif dengan mengambil kedekatan relatif terhadap solusi ideal positif. Berdasarkan perbandingan terhadap jarak relatifnya, susunan prioritas alternatif bisa dicapai (Sihombing, 2013).

Masalah TOPSIS dengan perankingan keputusan kelompok dapat meningkatkan evaluasi beberapa hal, diantaranya adalah evaluasi kriteria/sub kriteria, kelayakan alternatif, pengambil keputusan, dan aturan keputusan ranking. Kriteria yang dimaksudkan adalah ukuran, aturan dan standar yang dapat

mengambil keputusan. Kelayakan alternatif didefinisikan oleh berbagai kendala seperti ketersediaan fisik, ketersediaan sumber daya, kendala informasi, dan sebagainya. Kemudian, evaluasi kriteria dari setiap alternatif yang tersedia harus ditemukan untuk mengevaluasi daya tarik alternatif dalam hal nilai kriteria atau nilai bobot. Nilai bobot dari masing-masing alternatif  $A_i (i = 1, 2, \dots, m)$  untuk setiap kriteria  $C_j (j = 1, 2, \dots, n)$  dapat dinyatakan sebagai matriks keputusan, yang dapat ditulis sebagai;  $D = [x_{ij}]_{m \times n}, i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n$ . Akhirnya, pilihan dari dua atau lebih alternatif memerlukan suatu aturan keputusan atau aturan ranking di mana para pembuat keputusan dapat memperoleh informasi yang tersedia untuk membuat keputusan terbaik.

Dalam pengambilan keputusan, bobot kriteria sangat mempengaruhi pemilihan akhir masalah TOPSIS. Bobot kriteria mencerminkan pembuat keputusan yang preferensi subyektif dan secara tradisional diperoleh dengan menggunakan preferensi teknik elisitasi. Misalnya, pendekatan *Analytic Hierarchy Process* (AHP) diusulkan oleh Saaty. Namun, bobot kriteria yang objektif atas alternatif tingkat tidak hanya dapat mengekspresikan kemampuan menjelaskan dari masalah pengambilan keputusan tetapi juga dapat merupakan kondisi sebenarnya untuk pengambilan keputusan dan meningkatkan kualitas pengambilan keputusan.

Metode ini banyak digunakan untuk menyelesaikan pengambilan keputusan secara praktis. Hal ini disebabkan konsepnya sederhana dan mudah dipahami, komputasinya efisien, dan memiliki kemampuan mengukur kinerja relatif dari alternatif-alternatif keputusan (Sihombing, 2013).

## II.10 Stabilitas dan Optimasi Solver

Sebelum melakukan optimasi, terlebih dahulu kita melakukan verifikasi stabilitas kapal yang akan digunakan, kapal tersebut terdiri dari beberapa ukuran dari rentang 90 feet hingga 350 feet. Adapun pengertian dari stabilitas adalah keseimbangan dari kapal,

atau kecenderungan dari sebuah kapal untuk kembali kepada kedudukan semula setelah mendapat senget (kemiringan) yang disebabkan oleh gaya-gaya dari luar (Rubianto, 1996). Sama dengan pendapat (Wakidjo, 1972) bahwa stabilitas merupakan kemampuan sebuah kapal untuk menegak kembali sewaktu kapal menyenget oleh karena kapal mendapatkan pengaruh luar, misalnya angin, ombak dan sebagainya.

Menurut (Hind, 1967) titik-titik penting dalam stabilitas antara lain adalah : titik berat (G), titik apung (B) dan titik Metasentris (M), seperti dijelaskan berikut ini :

#### 1) Titik Berat (*Centre of Gravity*)

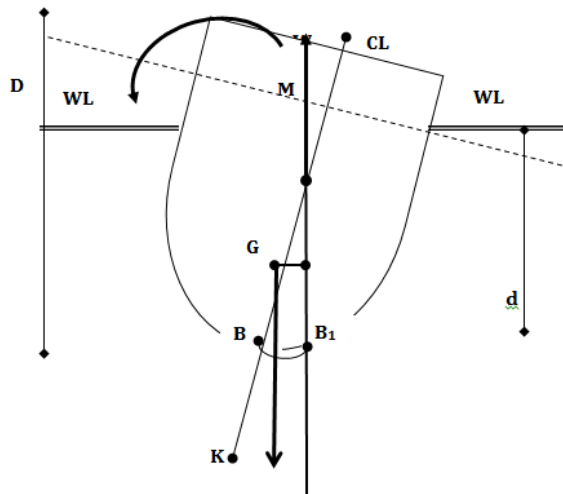
Titik berat (center of gravity) dikenal dengan titik G dari sebuah kapal, merupakan titik tangkap dari semua gaya-gaya yang menekan ke bawah terhadap kapal. Letak titik G ini di kapal dapat diketahui dengan meninjau semua pembagian bobot di kapal, makin banyak bobot yang diletakkan di bagian atas maka makin tinggilah letak titik G nya. Perlu diketahui bahwa, letak titik G tergantung daripada pembagian berat dikapal. Jadi selama tidak ada berat yang di geser, titik G tidak akan berubah walaupun kapal oleng atau mengangguk.

#### 2) Titik Apung (*Centre of Buoyance*)

Titik apung (*center of buoyance*) diikenal dengan titik B dari sebuah kapal, merupakan titik tangkap dari resultan gaya-gaya yang menekan tegak ke atas dari bagian kapal yang terbenam dalam air. Titik tangkap B bukanlah merupakan suatu titik yang tetap, akan tetapi akan berpindah-pindah oleh adanya perubahan sarat dari kapal. Dalam stabilitas kapal, titik B inilah yang menyebabkan kapal mampu untuk tegak kembali setelah mengalami senget. Letak titik B tergantung dari besarnya senget kapal (bila senget berubah maka letak titik B akan berubah atau berpindah) . Bila kapal menyenget titik B akan berpindah kesisi yang rendah.

### 3) Titik Metasentris

Titik metasentris atau dikenal dengan titik M dari sebuah kapal, merupakan sebuah titik semu dari batas dimana titik G tidak boleh melewati di atasnya agar supaya kapal tetap mempunyai stabilitas yang positif (stabil). Meta artinya berubah-ubah, jadi titik metasentris dapat berubah letaknya dan tergantung dari besarnya sudut senget. Apabila kapal senget pada sudut kecil (tidak lebih dari  $15^0$ ), maka titik apung B bergerak di sepanjang busur dimana titik M merupakan titik pusatnya di bidang tengah kapal (*centre of line*) dan pada sudut senget (kemiringan) yang kecil ini perpindahan letak titik M masih sangat kecil, sehingga masih dapat dikatakan tetap.



Gambar 2.12 Titik Penting Stabilitas

(Sumber : Direktorat Pembinaan SMK : Bangunan dan Stabilitas Kapal Niaga, 2013)



Keterangan :

K = lunas (*keel*)

B = titik apung (*buoyancy*)

G = titik berat (*gravity*)

M = titik metasentris (*metacentris*)

d = sarat (*draft*)

D = dalam kapal (*depth*)

CL = *Centre Line*

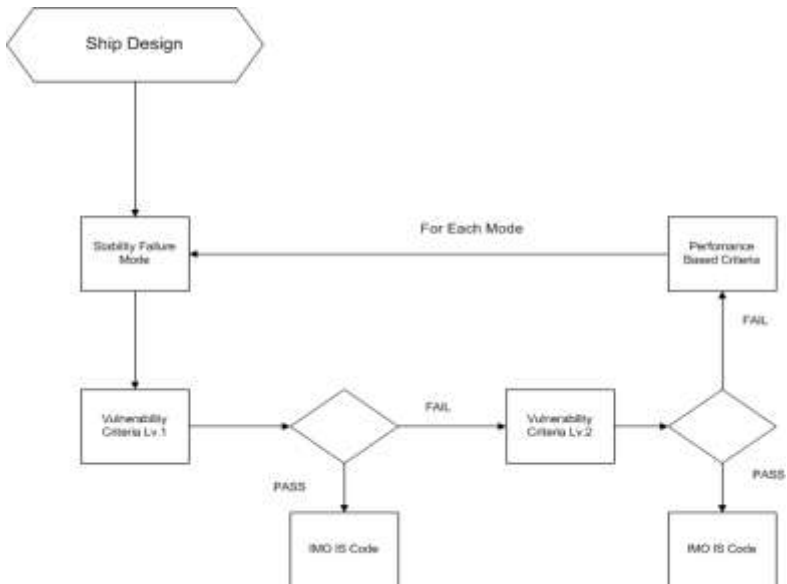
WL = *Water Line*

Secara umum stabilitas terbagi menjadi 2, yakni *intact stability* dan *damage stability*.

- *Intact stability* adalah : Stabilitas pada keadaan kapal normal (tidak terdapat kerusakan pada kapal)
- *Damage stability* adalah : Stabilitas pada keadaan kapal terdapat kerusakan atau kebocoran pada salah satu kompartemen (*Sumber : Lewis, Edward V.1988*)

yang dibahas pada skripsi ini merupakan stabilitas kapal pada keadaan normal (*intact stability*) dimana dibutuhkan pada saat preliminary design sebuah kapal. Berikut merupakan flowchart perhitungan *intact stability* secara umum :

### Flowchart Perhitungan *Intact Stability* :



Gambar 2.13. *Flowchart Intact Stability*

Program aplikasi Microsoft Excel memiliki beberapa perangkat (*add-in*) yang dapat dimanfaatkan untuk proses analisa data. Solver adalah salah satu dari *add-in* yang terdapat di Microsoft Excel. *Solver* adalah add in yang digunakan untuk memecahkan kasus sederhana sampai dengan rumit di dalam *worksheet* Microsoft Excel. *Solver* dapat menghitung nilai yang dibutuhkan untuk mencapai hasil yang ditentukan pada sel lainnya. Dengan kata lain, *solver* dapat menangani masalah yang melibatkan banyak sel variabel dan membantu mencari kombinasi variabel untuk meminimalkan atau memaksimalkan nilai satu sel target. Pemodelan matematika pada *solver* terdiri dari input, *decision variable*, *constraint*, dan *objective*. Keempat faktor ini kemudian akan diolah dalam kumpulan persamaan-persamaan.

Berikut ini adalah penjelasan dari setiap komponen dari proses optimasi:

- *Decision Variable* (Variabel Keputusan) merupakan variabel yang menggambarkan keputusan yang dibuat.
- *Objective Function* (Fungsi Tujuan) merupakan fungsi harapan atau kriteria yang hendak dicapai, yang kemudian dapat dimaksimalkan atau diminimalkan.
- *Constraint* (Batasan) merupakan kondisi atau syarat yang membatasi nilai dari variabel keputusan yang memungkinkan.
- Daerah nilai variabel keputusan yang memenuhi semua batasan-batasan merupakan daerah solusi yang layak (*feasible space*), sedangkan solusi yang tidak memenuhi salah satu batasan merupakan solusi yang tidak layak (*infeasible space*).
- Nilai fungsi tujuan yang tidak terbatas merupakan solusi yang tidak terbatas (*unbounded solution*), dan nilai fungsi yang paling baik ada dua atau lebih merupakan disebut banyak solusi optimal (*multiple optimal solution*).

Penggunaan program *solver* akan menghasilkan tiga laporan yaitu *answer*, *sensitivity*, dan *limits*. *Answer report* menyajikan jawaban tentang masalah yang diproses meliputi fungsi tujuan, batasan-batasan, dan variabel keputusan. *Limits report* memberitahukan berapa banyak nilai-nilai dari sel-sel variabel dapat dinaikkan atau diturunkan tanpa melampaui batasan yang ditentukan. Untuk setiap variabel, laporan ini mendefinisikan nilai optimal juga nilai terendah dan tertinggi yang dapat dipakai tanpa melanggar batasan-batasan yang telah ditentukan. *Sensitivity report* berisi informasi tentang sensitivitas atau kepekaan sel target berubah dalam batasan yang ditentukan. Analisa sensitivitas ini dilakukan untuk menentukan pengaruh perubahan data, yang dilakukan berdasarkan batasan untuk mendapatkan nilai-nilai yang dicari.

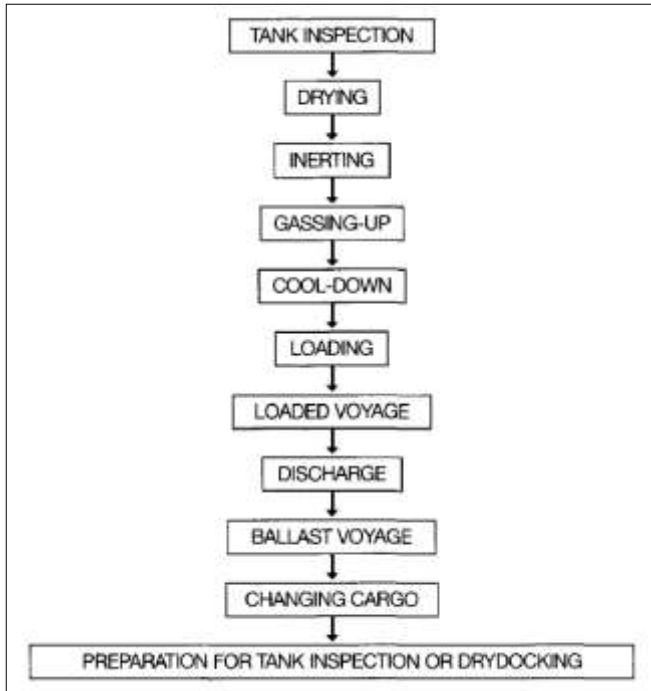
### **II.11 PFD (*Process Flow Diagram*)**

*Process Flow Diagram* (PFD) atau biasa disebut diagram alir proses digunakan untuk menerangkan gambar skematik dari aliran fluida atau gas melalui suatu unit atau keseluruhan *plant* seperti terlihat di Gambar 2.14 Dengan menggunakan simbol-simbol untuk merepresentasikan sejumlah peralatan, diagram alir memberikan pandangan menyeluruh dari suatu pengoperasian fasilitas. Lebih lanjut, PFD juga digunakan untuk pengembangan *lay out* dan perencanaan peletakan fasilitas. Ketika perencanaan peletakan fasilitas dilakukan, maka pemahaman logis dari aliran proses harus terlebih dahulu dipahami. Berikut ini merupakan komponen-komponen penting yang harus terdapat pada PFD :

- Peralatan-peralatan utama (Seperti tangki dan katup)
- Alur pipa utama
- Arah aliran fluida
- Tekanan dan temperatur operasi



### II.11.1 Offloading System



Gambar 2.15. *Loading-Unloading Procedure*  
(Sumber : McGuire and White, 2000)

#### A) *Tank Inspection*

Tahap awal sebelum proses *loading-unloading* pada kapal, dimana semua sistem terutama tangki diperiksa agar tidak terjadi sesuatu yang menyebabkan *hazard* dan *system failure*. Jalur pada sistem juga harus di periksa sehingga tidak ada berbagai macam fluida yang berada didalam jalur perpipaan, selain itu sambungan dan katup pada sistem harus berada pada kondisi yang baik, setelah proses ini selesai dilakukan maka dilakukan proses *drying*.

### **B) Drying Process**

Tujuan dari *drying* ini dimaksudkan untuk menghilangkan *water vapour* atau uap air yang terdapat pada tangki cargo dan didalam sistem pipanya. Jika proses ini tidak dilakukan maka uap air dan mungkin air yang terdapat pada sistem dapat mengganggu proses *drying* ini dan juga akan menyebabkan kinerja katup dan pompa terganggu, hal ini juga akan mengganggu proses selanjutnya yaitu proses *inerting*, pada proses ini temperatur sistem dan tangki didinginkan hingga -45 derajat selsius.

#### **-Drying Menggunakan Fluida Pengereng Dari Darat**

Proses pengeringan ini menggunakan *inert gas* dari darat dan proses ini paling banyak digunakan. Ada dua kelebihan menggunakan system ini yaitu dapat mengurangi kadar air hingga titik embun yang ditentukan, disaat yang bersamaan dapat mengurangi kadar oksigen.

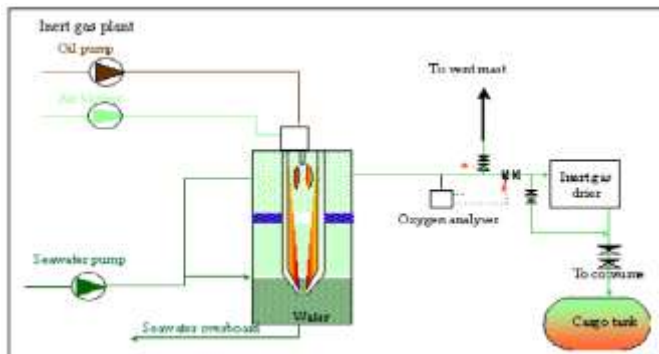
#### **-Drying Menggunakan Fluida Pengereng Dari Kapal.**

Proses pengeringan ini menggunakan gas buang dari kapal tersebut tetapi spesifikasinya terkadang tidak sesuai dengan yang dibutuhkan untuk proses pengeringan ini. Gas buang generator pada kapal harus dilengkapi *refrigerated dryer* dan sebuah *adsorption drier*. bila digunakan bersama dapat mereduksi titik embun pada tekanan atmosfer hingga 45 derajat celcius atau dibawahnya.

### **C) Inerting**

Proses ini dilakukan terutama untuk memastikan pada kondisi muat LNG bebas dari zat yang bisa memicu terjadinya kebakaran, jika tidak mempunyai sistem yang mensuplai *inert gas* maka kapal tersebut harus diinstal tangki *inert gas* atau nitrogen dengan kapasitas sebesar 30 hari pada dasarnya proses ini mengurangi konsentrasi oksigen yang harus dikurangi dari kadarnya yang umumnya 21% menjadi maksimal 5%, alasan

lainya dilakukan proses ini adalah juga mengurangi kadar *vinyl chloride* atau *butadiene*, level oksigen 0,1% dibutuhkan untuk menghindari reaksi kimia tersebut. Level oksigen yang rendah hanya didapatkan dari innerting menggunakan nitrogen. zat oksigen dikurangi karena zat tersebut lebih reaktif untuk menghasilkan reaksi kimia yang akan menjadikan ledakan atau terbakar pada saat proses bongkar muat dilakukan.



Gambar 2.16 Prosedur *inerting*  
(Sumber : Gas Tanker, 1997, P:118)

Alat ini harus mampu menghasilkan gas inert dengan kadar oksigen yang tidak lebih besar 5 persen. *Oksigen continuous-reading meter* yang harus dipasang ke bagian dari pasokan gas inert juga harus dilengkapi dengan alarm yang ditetapkan pada kadar oksigen maksimal volume 5 persen.

#### ***D) Gassing-Up***

Pada tahap ini tangki sekaligus semua sistem yang berhubungan pada proses bongkar – muat kapal dialirkan NG *vaporize*, hal ini dilakukan untuk menghilangkan kandungan zat yang terkandung pada proses *inert gas*, karena bila tetap dibiarkan akan mengurangi LNG yang akan ditampung pada tangki dan juga zat yang terkandung pada proses *inert gas* tersebut tidak



mengkontaminasi fluida LNG yang akan dialirkan pada proses *loading-unloading*. Pada mulanya LNG diambil dari darat atau shore yang akan dirubah di *vaporize* atau dirubah fasenya dari LNG ke NG, NG tersebut yang akan dialirkan untuk membersihkan zat-zat inert yang lebih dulu terkandung pada sistem dan tangki kapal LNG, untuk lebih jelasnya proses ini dijelaskan pada gambar dibawah ini.

Zat-zat yang terkandung pada inert gas akan digantikan oleh *NG vaporize* dan zat tersebut akan dihisap oleh *HD compressor*, oleh *HD compressor* zat tersebut tidak dibuang ke udara bebas, akan tetapi gas tersebut akan dikembalikan ke darat karena sebagian dari zat-zat inert tersebut akan dipergunakan kembali untuk proses inert gas pada kapal yang lainnya. Zat-zat tersebut juga juga mengandung NG yang akan dipisahkan sehingga tidak terjadi pembuangan NG secara percuma.

### ***E) Cool Down***

*Cool down* atau tahap pendinginan adalah tahap setelah *gassing-up*, pada tahap ini tangki dan system LNG yang sudah mengandung NG *vaporize* akan diganti oleh LNG (*liquid natural gas*). Perpipaan pada system akan dialirkan LNG dengan kapasitas rendah dan sebelum masuk ke tangki, LNG tersebut dialirkan dengan cara *spraying* atau dikabutkan sehingga LNG tersebut menjadi liquid yang mendorong *NG vaporize* untuk keluar ke darat.

Tujuan dari sistem ini adalah meminimalisasir tingkat stress akibat perbedaan temperature yang terkandung pada tangki LNG yang sebelumnya diisikan *NG vaporize*. Hal ini sangat penting karena pada saat pengisian atau *system loading* dilakukan, tangki pada kapal LNG harus tidak berada pada tingkat *temperature stress* yang tinggi.

### ***F) Loaded Voyage***

Tahap ini adalah tahapan setelah loading , pada tahap ini kapal telah berlayar dan tangki muatan telah penuh dengan *liquid LNG*, kapal LNG dipastikan menghasilkan BOG (*Boil off gas*) akibat temperature luar dan juga akibat gaya-gaya yang terjadi pada kapal. Apabila BOG tidak di perhatikan maka pada tangki LNG akan bertekanan tingi sehingga akan menyebabkan kegagalan sistem, oleh sebab itu terdapat beberapa metode untuk menanggulangi BOG tersebut antara lain :

1. Jika kapal LNG tersebut menggunakan *main engine dual fuel* (HFO dan NG) maka BOG akan digunakan untuk bahan bakar main engine tetapi BOG tersebut perlu di *treatment* terlebih dahulu sebelum digunakan untuk sumber bahan bakar pada *main engine*.
2. Jika kapal LNG tersebut menginstal sistem *relieufaction*, maka BOG tersebut akan di *treatment* oleh sistem tersebut menjadi LNG, selanjutnya BOG yang telah di *treatment* menjadi LNG akan dikembalikan ke tangki kapal LNG
3. Jika kapal LNG tidak menggunakan *main engine dual fuel* dan juga tidak menginstal sistem *relieufaction* maka cara lainnya adalah menginstal tempat penampungan BOG pada kapal

### ***G) Loading***

Loading merupakan tahapan masuknya cargo kedalam tangki, sebelumnya prosedur standard atau pra-operational kapal harus benar-benar dibahas dan dilakukan, karena bersangkutan dengan keselamatan kapal dan ABK nya, *check list* harus sudah siap dan dilakukan, adapun informasi-informasi tersebut antara lain :

- *The setting of cargo tank relief valves and high alarm pressures*

- *Remotely operated valves*
- *Reliquefaction equipment*
- *Gas detection systems*
- *Alarms and controls, and*
- *The maximum loading rate*

Baik terminal penerima maupun kapal LNG, harus menyediakan informasi yang dibutuhkan tentang segala aktifitas yang dilakukan diatas kapal termasuk sertifikat-sertifikat dari *equipment* yang telah diinstal. Dalam proses bongkar muat, kontrol uap menjadi sangat vital, adapun kontrol uap bisa menggunakan beberapa cara antara lain:

1. Uap yang kembali ke darat
2. Pencairan uap NG yang akan dikembalikan ke kapal.
3. Keduanya dapat digunakan.

Dari ketiga cara tersebut dapat dinstal pada kapal LNG, penanganan uap hasil dari pengisian LNG bisa ditanggulangi dengan cara mengalirkannya kembali ke darat sehingga kapal LNG tersebut tidak memerlukan atau menginstal system *reliquefaction*. LNG yang berada di tanki penyimpanan di darat ditransferkan kekapal dengan cara mengalirkannya melalui pipa yang sudah ditentukan oleh klass, tetapi sebelumnya loading arm terlebih dahulu harus terkoneksi pada konektng shore kapal LNG, setelah loading arm tersebut terkoneksi maka fluida LNG dapat mengalir ketangki-tanki kapal LNG.

Fluida LNG yang sampai ketangki-tanki LNG akan menyebabkan slosing atau perubahan fase LNG menjadi NG. kapal LNG pada saat loading hanya akan membawa liquid LNG saja dan bukan uap dari NG karena di dalam perjalanan atau berlayar liquid LNG akan menimbulkan BOG.

### ***H) Discharge or Offloading.***

Proses ini dilakukan dengan cara mentransferkan fluida LNG dengan pompa yang ada di dalam tangki LNG dalam kasus ini menuju kapal pengangkut LNG lainnya yang berukuran lebih kecil (*ship to ship*) . *Offloading* dilakukan setelah tahap *loaded voyage* atau kapal sudah melakukan pelayaran dan sampai di pelabuhan atau terminal penerima. BOG (boil of gas) akan terdapat pada tangki kapal LNG, hal ini biasa terjadi Karena kapal LNG telah mengalami enam derajat kebebasan yang ada di laut. Secara teori, BOG sudah di beri penyelesaian dengan menyiapkan *space* pada tangki LNG sebanyak 2%, sehingga tangki LNG yang harusnya bisa diisi 100% hanya akan diisi 98% saja. Dengan rate BOG pada umumnya sebesar 0.1% per hari. Pada dermaga atau terminal penerima, BOG yang terdapat dikapal ditransferkan ke kilang LNG yang ada di darat, Karena BOG sejatinya muatan LNG yang awalnya fluida dan berubah fase menjadi gas. Penanganan BOG tersebut dengan cara merubah fasenya menjadi fluida kembali, hal itu dilakukan dengan cara *reliquefaction*, metode pada dasarnya mendinginkan kembali fluida LNG sehingga *boiling pointnya* sampai pada titik dimana BOG tersebut berubah fase menjadi LNG kembali.

### **II.11.2 Rules**

NFPA 59A merupakan standar yang digunakan untuk proses produksi, penyimpanan, dan penanganan pada LNG. Pada standar ini, chapter 9 dan 11 digunakan untuk perancangan transfer sistem nya, Berikut adalah beberapa standar pada NFPA yang akan digunakan dalam perancangan ini :

#### **•Piping Systems and Components (Chapter 9) :**

Bab ini digunakan untuk keperluan desain perpipaan, material untuk konstruksi, instalasi sistem, inspeksi dan pemeriksaan pipa, *safety valves*, pengontrol korosi, sistem untuk pipa *cryogenic*.

**•Transfer Systems for LNG, Refrigerants, and Other Flammable Fluids (Chapter 11) :**

Bab ini berisikan prosedur untuk desain, konstruksi dan instalasi sistem yang berhubungan dengan *transfer system LNG, refrigerants, dan flammable gas* diantara tangki penyimpanan, selain itu pada bab ini juga berisi aturan keselamatan untuk pompa, *compressor, hoses dan arm*, maupun aturan dalam sistem komunikasi dan pencahayaan.

Dalam perancangan PFD ini, selain menggunakan rules dari NFPA 59A, juga mempertimbangkan masukan dari beberapa rules seperti ASME dan LR

**II.11.2.1 LR (Loyd Register) :**

Pada umumnya, segala hal yang berkaitan dengan perancangan bangunan laut beserta sistem di dalamnya, akan mengadopsi berbagai code dan rules yang berlaku pada fasilitas bangunan laut seperti FPSO maupun kaidah-kaidah desain Kapal LNG yang ditetapkan IMO di dalam *Gas Carrier Rules* (IGC Code). Disamping itu pertimbangan juga akan diberikan terhadap pemenuhan peraturan-peraturan lain yang lazim berlaku di bidang kelautan seperti bendera dan kebangsaan yang diratifikasi kapal (*flag state*), peraturan kepelabuhanan, *Safety of Life at Sea* (SOLAS), Marpol, Load lines, dll. Dalam perancangan PFD ini menggunakan *flag state* yang berasal dari Inggris, atau lebih dikenal dengan *Loyd Register* (LR). Semisal Peraturan LR tentang sistem :

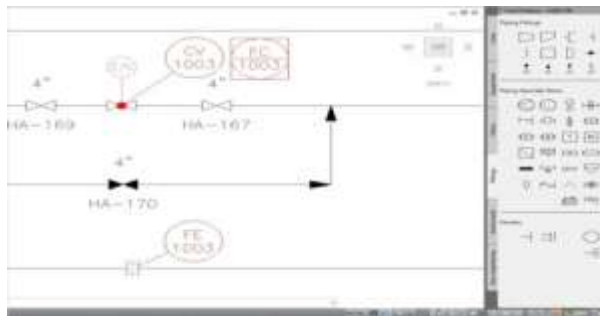
- cryogenic pipe diameter 8" – 20" pipe diameter*
- working temperature down to -162°C*
- power operation with fixed or remote control unit*

Jadi jika menggunakan rules LR, maka pemilihan diameter pipa mengacu pada LR yang menetapkan diameter sistem perpipaan sebesar antara 8” – 20”.

### II.11.3 Software

Autocad P&ID merupakan *software* besutan autodesk corporation, dimana dengan bantuan *software* ini, kita bisa dengan mudah membuat desain, memodifikasi dan mengatur perpipaan dan diagram instrumentasi nya, dimana kita ketahui *Piping and Instrumentation Diagram* (P&ID) merupakan tahap lanjut dari *Process Flow Diagram* (PFD) sehingga dengan bantuan *software* ini, kita bias lebih mudah dalam pembuatan nya, adapun beberapa kelebihan dari *software* ini adalah:

- a. Memiliki berbagai macam simbol instrumentasi dan simbol komponen yang dibutuhkan dalam standard internasional yang biasa digunakan untuk perancangan sistem perpipaan nya.



Gambar 2.17 *Symbol Libraries*

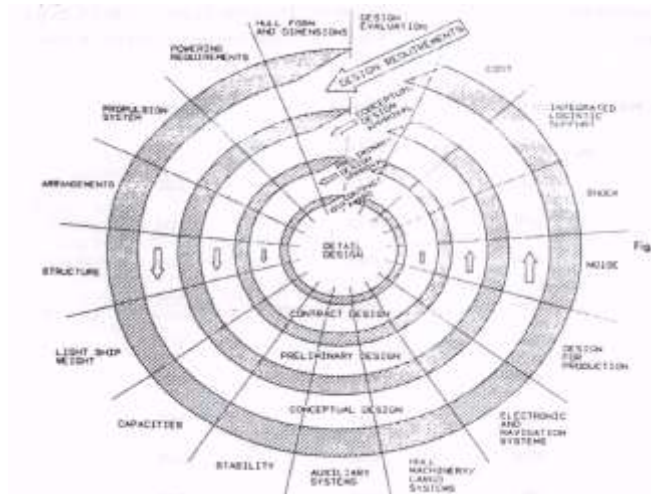
(Sumber : <http://www.autodesk.com/products/autocad-p-id/overview>)

- b. Memiliki *error checker*, sehingga kesalahan yang kita perbuat dalam perancangan dapat teridentifikasi dengan lebih cepat, seperti komponen yang belum tersambung, garis yang tidak sinkron, dll.

(Sumber : <http://www.autodesk.com/products/autocad-p-id/overview>)

Desain atau perancangan kapal secara luas diperlukan untuk memperoleh kepastian bahwa kapal dapat mendukung dari misi tujuan secara menyeluruh; dapat dijabarkan dalam bentuk kapabilitas dari performa kapal oleh para *marine engineer* maupun *naval architect*.

Prosedur yang dilakukan oleh para *marine engineer* dan *naval architect* dalam menjabarkan perancangan kapal kedalam kriteria didiskripsikan sebagai desain spiral seperti berikut ini:



Gambar 2.19 Ship Design Process  
(Sumber : Zuhdi M.F, Slide TPK I Minggu ke 3)

- Proses desain kapal umumnya diperoleh dalam lima tahap yaitu:

- *Ship design requirement*
- *Conceptual design*
- *Preliminary design*
- *Contract design*
- *Detail design (full design)*

*Lines plan* dan *General Arrangement* yang nanti akan direncanakan termasuk dalam *basic design*, khususnya *conceptual design*, pada tahap *conceptual design*, *feasibility studies* biasanya dilakukan oleh kelompok kecil, tujuannya untuk mengidentifikasi konfigurasi kapal alternatif yang mungkin memenuhi persyaratan



kapal yang didesain (Zuhdi M.F, Slide TPK I Minggu ke 3). *Conceptual design* berfungsi sebagai dasar untuk menentukan kelayakan program akuisisi kapal secara keseluruhan dan untuk mengidentifikasi konsep alternatif yang diusulkan, seperti jenis opsional *propulsion plants* untuk dievaluasi dalam tahap *preliminary design*. Tahap *conceptual design* dapat terus berlanjut dalam iterasi berkesinambungan seperti yang ditunjukkan dalam diagram spiral yang telah ditunjukkan sebelumnya. Adapun penjelasan lebih lanjut sebagai berikut :

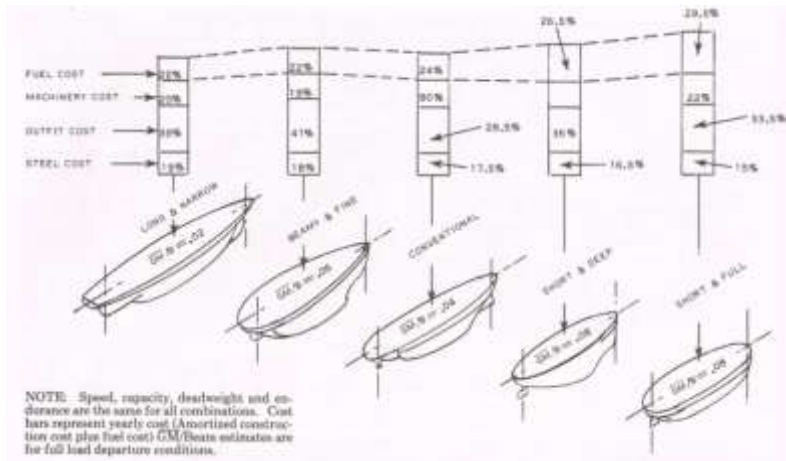
➤ **Ship Design Requirement :**

Adapun dalam perencanaan awal dalam mendesain kapal, dikenal dengan *ship design requirement*, dalam tahap ini beberapa variabel desain kapal, ditentukan berdasarkan fungsinya. Pada tahapan ini, merupakan tujuan utama *owner* kapal untuk mengoptimalkan *payload* yang diangkut dan meminimalisir biaya yang dikeluarkan tiap tahunnya. Beberapa variabel yang diperhitungkan antara lain: *payload* (kapasitas kargo dan penumpang), *maneuverability (steering handling)*, *ship dimension* (panjang, lebar, draft kapal dll.), *hotel requirement* (pemanas, ventilasi, *air conditioning*, *galley*, *public spaces*, *lightining*), kapasitas *loading-unloading* dan metodenya, persyaratan khusus untuk komunikasi dan navigasi, keandalan komponen dan *specific marine engineering requirement* seperti pemilihan sistem untuk propulsi utama dan *auxiliary ship system*.

➤ **Conceptual Design :**

Pada tahap ini, baik *feasibility study* maupun *parametric study* dilakukan untuk memenuhi *ship design requirement* yang telah diminta *owner* kapal, *feasibility study* adalah mengidentifikasi beberapa alternatif konfigurasi kapal untuk menentukan desain yang sesuai dengan *ship design requirement*,

sedangkan *parametric study* bertujuan untuk menentukan desain kapal yang paling ekonomis (*minimum cost*) dengan cara mengontrol beberapa parameter yang dominan. Seperti terlihat pada gambar 2.20 dibawah, dimana bentuk kapal dapat mempengaruhi biaya bahan bakar, biaya konstruksi, dll.



Gambar 2.20 *Parametric Study* Bentuk Lambung Kapal  
(Sumber : Principles of Naval Architecture, 1988)

Pada skripsi ini, proses pembuatan kapal hanya pada tahap *conceptual design* dimana menghasilkan rancangan rencana garis dan rencana kapal dari kapal pengangkut LNG yang terpilih.

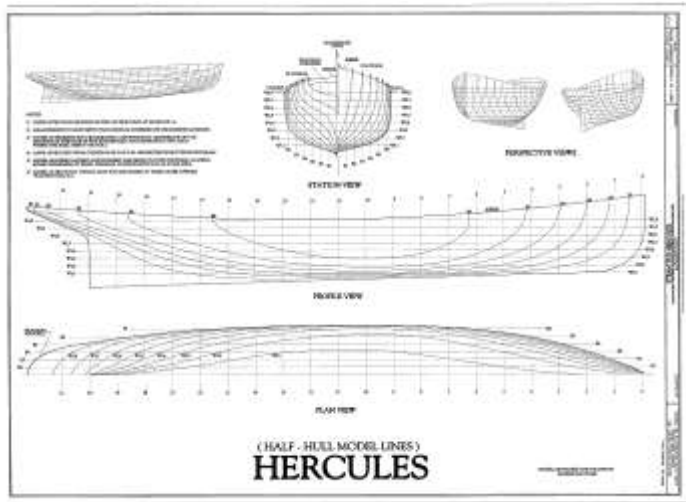
### II.12.1 Lines Plan

Pada perancangan sebuah kapal gambar yang perlu digambar adalah gambar rencana garis. Karena dengan gambar ini kita dapat merancang dimensi kapal yang kita inginkan dan bentuk awal kapal dapat kita ketahui. Untuk mengetahui bentuk dan mengukur badan kapal dapat digunakan beberapa penggambaran/ proyeksi dari bentuk sebuah kapal terhadap

bidang bidang tertentu. Bentuk kapal yang 3 dimensi tersebut dapat diproyeksikan ke 3 bidang antara lain bidang horizontal, bidang datar vertikal memanjang dan bidang datar vertikal melintang yang masing masing disebut dengan *body plan*, *sheer plan* dan *half-breadth plan*. Penggambaran – penggambaran proyeksi dari bentuk 3 dimensi kapal ke bentuk 2 dimensi dalam berbagai bidang yang disertakan dalam satu tampilan gambar yang berupa garis dan titik disebut dengan rencana garis (lines plan).

Pada pembuatan rencana garis dapat di buat dengan beberapa metode misalnya :

- Merancang sendiri berdasarkan pengalaman atau gambar rencana garis yang sudah ada.
- Menggunakan metode “scheltema de here” dari buku “*buoyancy and stability of ship*” Ir Scheltema de Here and Drs.A.R.baker, 1969,1970.
- Menggunakan metode NSP berdasar kan hasil percobaan tangki tarik pada laboratorium di Wageningen, Belanda.
- Dengan menggunakan metode program *software* computer.dll



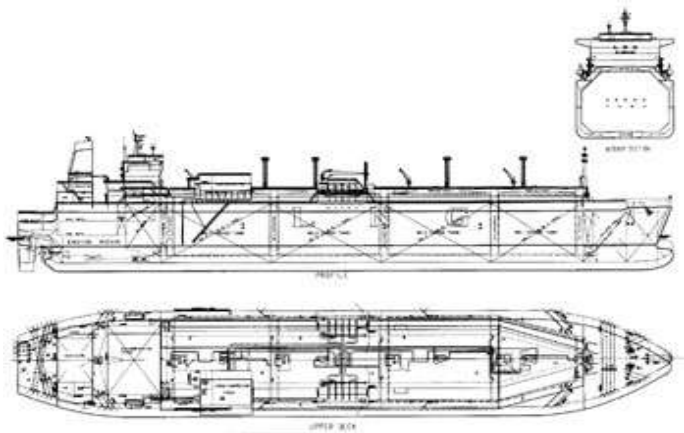
Gambar 2.21 *Lines Plan* Kapal Hercules  
(Sumber : <http://www.themodelshipwright.com/>)

### II.12.2 General Arrangement

*General arrangement* atau rencana umum dari sebuah kapal dapat didefinisikan sebagai perencanaan di dalam penentuan dari semua ruangan yang dibutuhkan, ruangan yang dimaksud seperti ruang muat, ruang kamar mesin dan akomodasi. Disamping itu juga direncanakan perencanaan penempatan peralatan, letak jalan – jalan dan beberapa sistem dan perlengkapan lainnya.

Desain rencana umum harus mempertimbangkan kesesuaian dengan lines plan atau rencana garis yang telah dikembangkan, kesesuaian terhadap DWT, kapasitas dan kecepatan yang dibutuhkan. Rencana umum digunakan untuk beberapa kegunaan, tidak hanya sekedar menunjukkan jenis kapal dan fitur - fiturnya, galangan kapal juga menggunakan untuk membuat kalkulasi awal biaya pembangunan kapal serta sebagai dasar untuk membuat

*detail drawing* yang digunakan dalam pembangunan kapal kedepannya.



Gambar 2.22 *General Arrangement LNG Carrier Spherical Type*

(Sumber : <https://nippon.zaidan.info/>)

### II.13 Kajian Keekonomian

Setelah dilakukan keseluruhan perancangan *basic design* distribusi LNG, maka langkah akhir yang harus dilakukan adalah melakukan analisa keekonomian atau kajian ekonomi, guna memastikan bahwa *basic design* yang telah terancang bernilai ekonomis, suatu proyek (dalam hal ini *basic design* distribusi LNG) dikatakan bernilai ekonomis apabila dilihat dari parameter umum berikut : *Net present Value*, *Pay Back Period* dan *Internal Rate Of Return*. 3 aspek tersebut merupakan dasar dari analisa biaya terhadap nilai operasional dan investasi, maka dari itu segala biaya pembangunan dan operasional harus diketahui sebelum proyek tersebut dijalankan. Sedangkan secara umum, investasi terdiri dari:

**a. CAPEX (*Capital Expenditure*) :**

CAPEX merupakan alokasi dana yang direncanakan dalam perhitungan untuk melakukan pembelian/penggantian sesuatu yang dikategorikan sebagai aset perusahaan. Adapun yang termasuk kedalam biaya CAPEX adalah:

- Biaya *cryogenic hose* dan sistem offloading nya
- Biaya pembangunan kapal baru

**b. OPEX (*Operating Expenditure*) :**

OPEX adalah alokasi dana yang direncanakan untuk melakukan operasi dari aset perusahaan tersebut secara normal. Komponen-komponen yang terdapat pada OPEX adalah sebagai berikut:

- Biaya bahan bakar dan pelumas
- Biaya gaji ABK
- Biaya pajak pelabuhan
- *Insurance Cost dll*

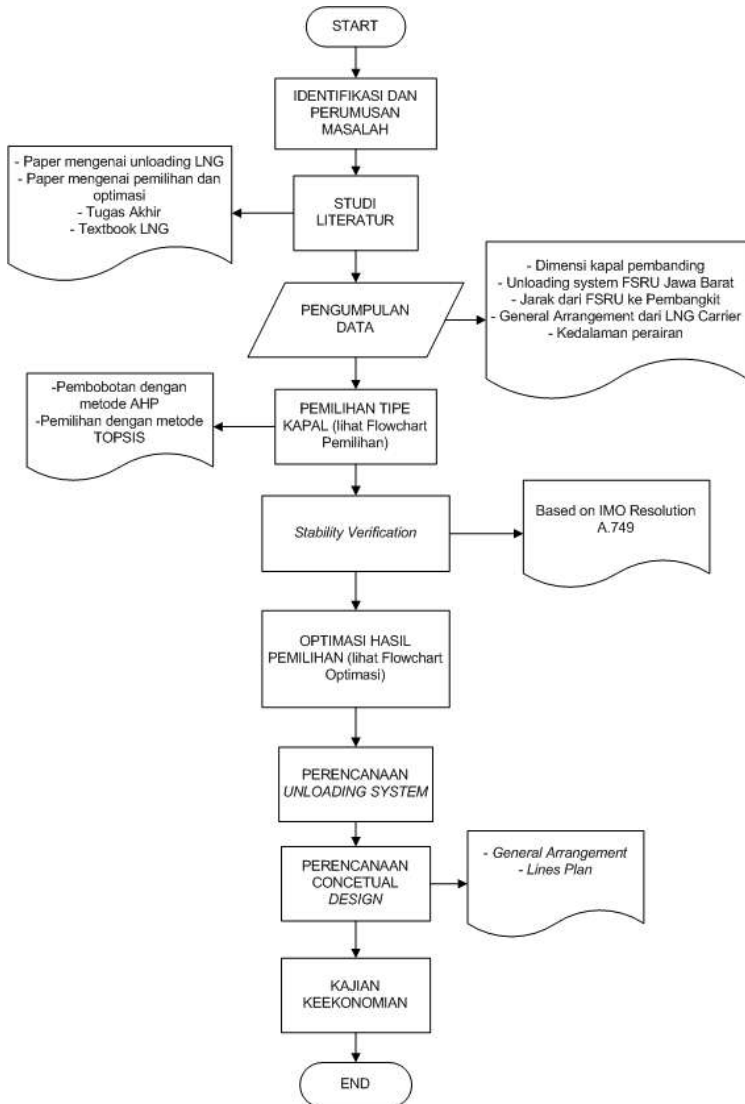
## **BAB III METODOLOGI**

### **III.1 Umum**

Tugas akhir ini sudah ditentukan beberapa rumusan masalah yang harus diselesaikan agar tujuan dari penulisan tugas akhir ini dapat terpenuhi. Agar semua tujuan dapat terjawab, maka dibutuhkan suatu metodologi atau prosedur yang mengatur tentang alur pengerjaan tugas akhir ini.

### **III.2 FlowChart**

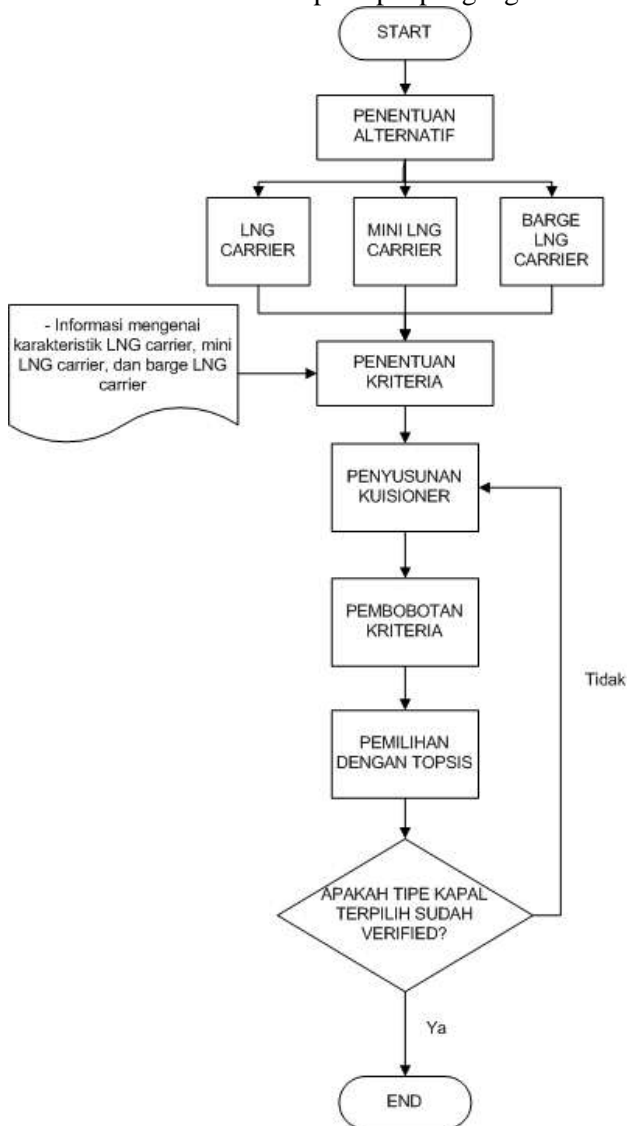
Diagram alir secara umum dari metodologi penelitian dijelaskan oleh gambar 3.1. Pada skripsi ini terbagi menjadi 3 flowchart, yakni: *general flowchart*, *flowchart* pemilihan dan *flowchart* optimasi, pada *general flowchart* dijabarkan step pengerjaan secara umum bagaimana dari awal pengerjaan hingga akhir. Kemudian pada *flowchart* pemilihan dijelaskan proses pemilihan tipe kapal dari alternatif yang tersedia beserta metode yang digunakan, dan yang terakhir adalah *flowchart* optimasi yang menjabarkan *input*, *constraint*, *output* dan *objective* dari optimasi setelah tipe kapal ditentukan.



Gambar 3.1. Diagram alir metodologi penelitian

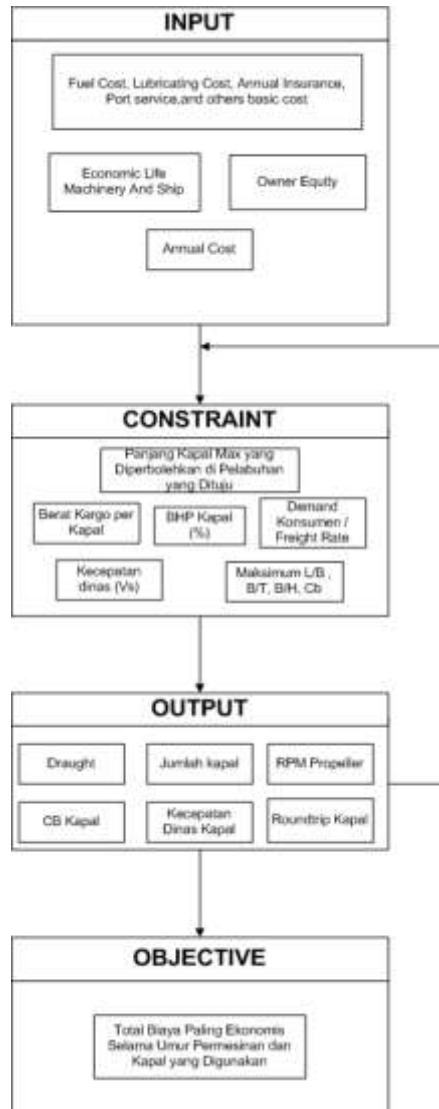


a. *Flowchart* Pemilihan tipe kapal pengangkut LNG



Gambar 3.2. *Flowchart* Pemilihan Tipe Kapal

- b. *Flowchart* untuk optimasi setelah pemilihan tipe kapal telah ditentukan



Gambar 3.3. *Flowchart* Optimasi Tipe Kapal Terpilih

### III.2.1 Perumusan Masalah

Hal pertama yang dilakukan dalam penelitian ini adalah merumuskan masalah yang akan dikaji, titik berat permasalahan dalam penelitian ini adalah menentukan tipe kapal yang digunakan serta perancangan desain kapal yang terpilih. Baru setelah itu berdasarkan gambar rencana umum yang telah dirancang, kemudian dapat dibuat desain *offloading* nya. Dan terakhir menguji kelayakan ekonomi sistem distribusi LNG yang telah dirancang

### III.2.2 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan harapan dapat membantu pengerjaan penelitian ini. Bahan studi literatur adalah peraturan ataupun standar yang telah ditetapkan dan dipakai oleh banyak kalangan. Dalam pengerjaan skripsi ini, dipakailah beberapa standar yaitu LR, ASME dan NFPA 59A yang mengatur tentang standard operasional prosedur (SOP) dan keselamatan dalam *transfer system* LNG

### III.2.3 Pengumpulan Data dan Pendeskripsian Sistem

Data yang diperlukan untuk pengerjaan skripsi ini adalah:

1. Seleksi:
  - Informasi mengenai karakteristik dari LNG Carrier, Mini LNG Carrier dan Barge LNG Carrier.
  - Alur Pelayaran Dari FSRU Menuju 3 PLTG (Draught).
  - Jarak dari FSRU Lampung (Labuan Maringgai) menuju PLTG di Kalimantan.
  - Perkiraan luas lahan yang tersedia untuk rencana terminal penerima.
  - Kebutuhan pemenuhan LNG di 3 Pembangkit Kalimantan (*Demand*).

2. Optimasi :
  - Jarak pelayaran.
  - Pajak kapal dan umur ekonomisnya
  - Perkiraan waktu unloading.
  - Data dimensi kapal untuk beberapa kapal dengan kapasitas yang berbeda.
  - Kecepatan kapal dan power kapal.
  - Demand konsumen.
  - SFOC main engine kapal.
  - Biaya bahan bakar yang digunakan oleh kapal.
  - Harga kapal LNG/barge dengan kapasitas yang berbeda-beda.
  - Nilai *Equity*
  - Harga jual LNG.
3. Perencanaan *Transfer System* :
  - Peraturan yang mengatur tentang LNG *offloading system* menggunakan *flexible hose*
  - Spesifikasi teknis *flexible hose*
4. Perencanaan *Basic Design* :
  - Data kapal pembanding
  - *General arrangement* dari LNG *carrier* yang existing
5. Kajian Keekonomian :
  - Biaya operasi kapal dan terminal LNG
  - Biaya investasi pembangunan terminal penerima LNG

### III.2.4 Pencarian Data PLTG di Kalimantan

Pencarian ini bertujuan untuk mengetahui PLTG mana saja yang sekiranya dapat disuplai oleh LNG dari FSRU Lampung, beserta kapasitas dari PLTG tersebut. Dan faktor lainnya adalah PLTG tersebut belum terikat kontrak untuk menerima LNG atau pasokan gas alam dari perusahaan manapun.

### III.2.5 Penentuan Alternatif Kapal Pengangkut LNG

Berdasarkan data lokasi 3 PLTG kalimantan pada langkah sebelumnya, maka dapat ditentukan beberapa alternatif yang dapat digunakan sebagai moda transportasi kapal yang memungkinkan digunakan untuk mengangkut LNG, ditinjau dari beberapa kriteria yang telah ditentukan.

### III.2.6 Penentuan Kriteria Pemilihan Tipe Kapal

Untuk bisa memilih dari beberapa alternatif yang telah ditentukan, maka dibutuhkan beberapa kriteria. Kriteria-kriteria nantinya akan diberikan bobot sesuai dengan hasil survei yang telah dilakukan penulis. Kriteria dengan bobot tertinggi akan sangat mempengaruhi dari alternatif yang akan dipilih.



Gambar 3.4. Hierarki Kriteria Pemilihan Tipe Kapal

### **III.2.7 Pemilihan Tipe Kapal Dengan AHP dan Topsis**

Setelah ditentukan alternatif dan kriteria untuk pemilihan, maka selanjutnya dilakukan perhitungan dengan menggunakan pendekatan AHP - TOPSIS. Dalam pengerjaannya, metode ini akan memilih alternatif yang paling dekat dengan solusi ideal positif dan yang paling jauh dengan solusi ideal negatif. Selanjutnya ukuran kapal akan divariasikan untuk menguji stabilitas kapal tersebut.

### **III.2.8 Pengerjaan *PFD Transfer System* LNG**

Pekerjaan ini dilakukan untuk mengetahui rancangan *offloading system* LNG dari FSRU Lampung menuju kapal yang terpilih beserta komponen pendukungnya dengan menggunakan *flexible hose*.

### **III.2.9 Optimasi Tipe Kapal Terpilih**

Optimasi Excel Solver akan digunakan untuk mengoptimasi hasil dari pemilihan tipe kapal yang mana telah dilakukan sebelumnya dengan pertimbangan sesuai dengan kriteria yang telah dijelaskan sebelumnya. Untuk proses optimasi Excel Solver ini bertujuan untuk mengoptimasikan jumlah kapal yang harus disediakan serta jumlah roundtrip dari kapal tersebut.

### **III.2.10 Perancangan *Lines Plan* dan *General Arrangement***

*Conceptual design* dilakukan yaitu dengan pembuatan lines plan dan rencana umum, karena rancangan tersebut data awal sebelum proses pembuatan kapal.

### **III.2.11 Melakukan Kajian Keekonomian**

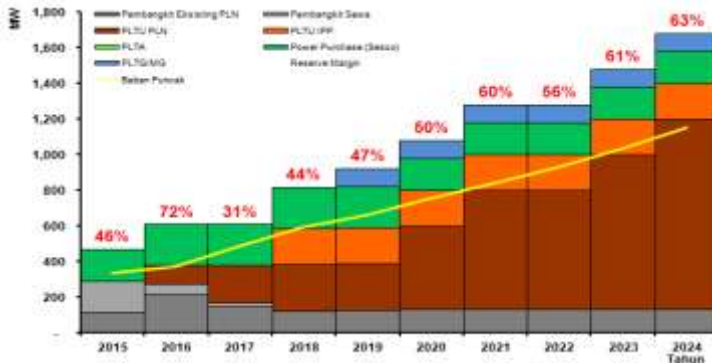
Pengerjaan ini bertujuan untuk mengetahui kelayakan suatu proyek untuk di invenstasikan, sehingga para investor yakin bahwa proyek tersebut apkan mengalami keuntungan dalam kurun waktu yang direncanakan.

## BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### IV.1 Proses Pemilihan Kapal Pengangkut LNG

Pada skripsi ini dilakukan pemilihan tipe kapal untuk menentukan kapal yang paling tepat digunakan pada rute pelayaran Lampung - Kalimantan. Kapal yang terpilih nantinya akan mengangkut LNG dari FSRU lampung menuju: PLTG Siantan (30 MW) , PLTG Sambera (40 MW) dan PLTG Peaking (50 MW- diambil 10% dari 50 MW). Selama ini PLTG di Kalimantan masih menggunakan bahan bakar solar atau HSD sebagai penggerak mesin turbin pada pembangkit, oleh karena itu kajian suplai LNG menuju PLTG di Kalimantan perlu dilakukan.

Tidak bisa disangkal bahwa kebutuhan listrik di Kalimantan untuk berbagai sektor industri selalu meningkat sejalan dengan semakin banyaknya industri yang dikembangkan. Peralatan yang berada di setiap industri pasti membutuhkan *supply* listrik secara kontinyu, oleh karena itu PLN berupaya menyediakan listrik seekonomis mungkin.



Gambar 4.1. Perkiraan Kebutuhan Listrik Kalimantan  
(Sumber: data PLTD Siantan, 2015)

Dalam kasus pemilihan tipe kapal yang akan digunakan dari FSRU Lampung menuju Kalimantan harus dilakukan penyeleksian terhadap alternatif-alternatif yang telah dirancang. Pemilihan dilakukan dengan memilih beberapa kriteria yang akan digunakan sebagai patokan dalam penilaian dari setiap alternatif. Sebagai awalan dalam proses pertimbangan kriteria apa saja yang akan dipakai dalam mengevaluasi alternatif nantinya, dipilihlah beberapa aspek utama yang nantinya dapat diturunkan menjadi sub kriteria yang lebih detail lagi.

*Multiple Criteria Decision Making* (MCDM) adalah suatu metode pengambilan keputusan untuk menetapkan alternatif terbaik dari sejumlah alternatif berdasarkan beberapa kriteria tertentu (Kusumadewi, Hartati, Harjoko, & Wardoyo, 2006). MCDM dibagi menjadi dua, yaitu *Multi Attribute Decision Making* (MADM) dan *Multi Objective Decision Making* (MODM). MADM seringkali digunakan untuk menyelesaikan masalah dalam ruang diskret, sehingga MADM hanya bisa digunakan untuk melakukan penyeleksian beberapa alternatif dalam jumlah yang terbatas.

Sebagian besar pendekatan MADM dilakukan melalui dua langkah, yaitu: pertama, melakukan agregasi terhadap keputusan-keputusan yang tanggap terhadap semua tujuan pada setiap alternatif; kedua, melakukan perankingan alternatif-alternatif keputusan tersebut berdasarkan hasil agregasi keputusan. Dengan demikian, bisa dikatakan bahwa, masalah *multi-attribute decision making* (MADM) adalah mengevaluasi  $m$  alternatif  $A_i$  ( $i=1,2,...,m$ ) terhadap sekumpulan atribut kriteria  $C_j$  ( $j=1,2,...,n$ ), dimana setiap atribut saling tidak bergantung satu dengan yang lainnya (Kusumadewi, Hartati, Harjoko, & Wardoyo, 2006).





Gambar 4.2. Kriteria Pemilihan Tipe Kapal

### • Aspek Lingkungan

Aspek lingkungan sangat penting dalam hal ini, karena LNG sebagai fluida memiliki *sloshing effect* yang dapat mempengaruhi stabilitas dari kapal pengangkut LNG, oleh karena itu kondisi alur pelayaran seperti tinggi gelombang, *sea state* perlu diperhatikan guna memastikan kapal tersebut layak dalam rute yang telah ditentukan. Selain itu dermaga tempat berlabuhnya kapal pengangkut LNG harus memadai agar kapal tersebut dapat bersandar dengan baik, misalkan pelabuhan yang dituju memiliki *draught* yang kecil, tentunya kapal dengan *draught* tinggi seperti *medium size LNG carrier* tidak dapat memasuki dermaga tersebut, sedangkan kapal *barge carrier* akan lebih cocok digunakan untuk perairan dengan *draught* dangkal. Selain itu jarak pelayaran ikut dipertimbangkan untuk memastikan *endurance* kapal tersebut memungkinkan untuk menempuh jarak yang direncanakan.

- **Aspek Teknis**

Pemilihan yang dilakukan untuk menentukan tipe kapal tentunya didasari dengan aspek teknis. Beberapa yang termasuk di dalamnya adalah kompleksitas, demand konsumen dan keterujian teknologi. Kompleksitas merupakan tingkat kerumitan antara kapal konvensional dan non konvensional, sedangkan keterujian teknologi merupakan pertimbangan teknis dimana teknologi yang nantinya terpakai telah banyak terbukti dan digunakan oleh berbagai negara di dunia, sedangkan user dan investor tidak perlu ragu dalam pilihannya, yang terakhir adalah demand konsumen, aspek terpenting dalam sub kriteria teknis dimana demand konsumen bertujuan untuk memastikan kapal pengangkut LNG dapat memenuhi kebutuhan gas di 3 lokasi PLTG tersebut, gas tersebut nantinya akan berfungsi sebagai pemutar turbin atau bahan bakar utama pada mesin pembangkit dimana energi gerak tersebut akan dikonversi menjadi listrik oleh generator, adapun perbandingan *natural gas* dan LNG = 1:600

- **Aspek Biaya**

Segala hal yang akan di investasikan pastilah berdasarkan pertimbangan ekonomi yang matang. Karena para investor tentunya ingin meminimalisir biaya atau *cost* dan mendapatkan keuntungan yang sebesar mungkin. Dengan mempertimbangkan keadaan ini, maka haruslah dipilih tipe kapal dengan biaya pembuatan dan biaya pengoperasian yang rendah, tanpa mengurangi tujuan dan dapat memenuhi kebutuhan LNG konsumen. Oleh karena itu ada beberapa aspek yang di pertimbangkan, yakni : biaya perawatan, biaya investasi dan biaya operasional. Adapun biaya investasi merupakan biaya awal untuk pembangunan infrastruktur seperti pembangunan terminal penerima, kapal baru, dan lainnya, biaya ini merupakan biaya terbesar diantara 2 biaya yang lainnya. Biaya perawatan merupakan biaya *maintenance* komponen hingga kurun waktu tertentu, dan yang terakhir

merupakan biaya operasional selama proses distribusi LNG, seperti biaya bahan bakar, biaya *crew* kapal, pajak pelabuhan dan lain-lain.

### • Aspek Operasional

Operasional dari segala sistem distribusi merupakan proses yang juga menentukan dalam proses pemilihan, karena proses operasional akan seterusnya dijalankan sepanjang *lifetime*. Para investor yang akan menyediakan sarana untuk pendistribusian LNG tentu mempertimbangkan faktor operasional ini untuk kemudahan operatornya, karena peluang terjadinya kesalahan pengoperasian yang dilakukan oleh operator akan dapat dikurangi apabila peralatan mudah dioperasikan. Di dalam aspek operasional ini terdapat faktor keselamatan yang merupakan masalah penting juga dan harus dipertimbangkan mengingat keselamatan dari operator merupakan hal yang krusial. Yang termasuk di dalam aspek operasional adalah kemudahan saat pengoperasian, kemudahan dalam perawatan, dan juga keselamatan dalam pengoperasian.

Tabel 4.1. Perbandingan Alternatif Kapal

	<i>Medium LNG Carrier</i>	<i>Mini LNG Carrier</i>	<i>Barge LNG</i>
<b>Advantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cocok untuk <i>demand</i> besar</li> <li>• <i>Support unloading system</i></li> <li>• <i>Support BOG Release system</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cocok untuk <i>demand</i> relatif kecil</li> <li>• Cocok untuk daerah dengan fluktuasi beban ber variatif atau</li> <li>• Fleksibel dalam berlabuh</li> <li>• Terminal penerima LNG lebih kecil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cocok untuk daerah dengan perairan dangkal seperti sungai</li> <li>• Cocok untuk pelayaran jarak dekat</li> </ul>
<b>Disadvantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Membatasi daerah berlabuh</li> <li>• Terminal penerima LNG lebih besar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tidak tepat untuk melayani <i>demand</i> besar karena terbatas kapasitas muat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Not support unloading unit</i></li> <li>• Biasanya perlu bantuan tug boat</li> </ul>

#### IV.1.1 Alternatif Kapal

Alternatif ditentukan berdasarkan hasil pembelajaran di berbagai literature (*literature study*). Dari jurnal dan referensi yang telah dibaca terdapat 3 tipe kapal yang memungkinkan untuk mengangkut LNG pada rute Lampung – Kalimantan. Berikut merupakan alternatif kapal yang terpilih :

- **Medium Size LNG Carrier :**

*Medium size LNG carrier* adalah kapal pengangkut LNG berkapasitas  $\pm 20.000 \text{ m}^3$  yang umum digunakan dewasa ini. *LNG carrier* umumnya menggunakan *steam turbine* sebagai penggerak utama, karena LNG yang berada di dalam tangki akan selalu menghasilkan BOG (*boiled-off gas*) akibat dari paparan sinar matahari dan panas di sekitarnya. Sehingga untuk pemanfaatan BOG tersebut digunakanlah *steam turbine* sebagai bahan bakar pada *steam turbine*. Selain itu ciri khas dari LNG carrier adalah kapal ini menggunakan mild steel karena suhu LNG yang sangat rendah. Prosedur bongkar muat dan sandar juga dilakukan dengan sangat hati-hati, hal ini disebabkan karena LNG tergolong *cryogenic fluid* sehingga harus ditangani dengan pompa khusus.



Gambar 4.3. *Medium Size LNG Carrier*

- **Mini LNG Carrier :**

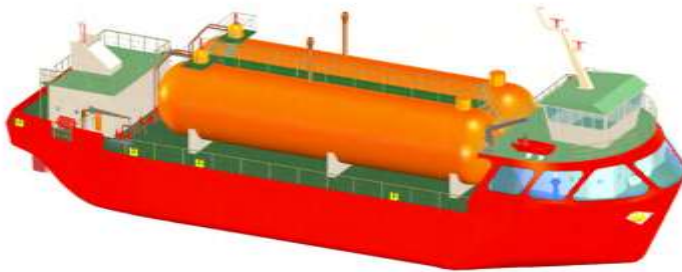
*Mini LNG carrier* juga dikenal sebagai *small LNG carrier*. Saat ini *small LNG carrier* semakin banyak dikembangkan berdasarkan alasan ekonomis. Sebab *small LNG carrier* dapat membawa LNG menuju ke *final user*. Sampai dengan saat ini *LNG carrier* berukuran besar seringkali terhambat dengan keterbatasan *draught* dari dermaga.



Gambar 4.4. *Mini LNG Carrier*

- **LNG Barge :**

*LNG barge* dewasa ini makin populer digunakan, karena memiliki kelebihan pada tingkat ke ekonomisan dibandingkan dengan alternatif lainnya, selain mampu berlayar pada perairan dangkal, sangat cocok untuk distribusi LNG hingga ke *final user*. Karena dapat menyusuri sungai-sungai besar di seperti kalimantan, selain itu *LNG barge* yang memiliki sistem propulsi sendiri (*LNG Self Propelled Barge*), Telah terbukti mampu berlayar *sea going* karena memiliki stabilitas lebih baik jika dibandingkan kapal *barge* didorong dengan menggunakan *tug boat* seperti terlihat pada gambar 4.5 berikut ini :



Gambar 4.5. LNG Self Propelled Barge

#### IV.1.2 Pembobotan dengan Metode AHP

Sebelum dilakukan penyebaran kuisioner, maka penjelasan singkat mengenai kriteria dan alternatif pemilihan tipe kapal diberikan agar pembuat keputusan dapat memberikan keputusan dengan baik. Berikut ini adalah penjelasan mengenai kriteria dan alternatif tipe kapal yang akan dipilih :

Berdasarkan hierarki yang telah dibuat di proposal tugas akhir, maka untuk melakukan pemilihan tipe kapal pengangkut LNG, telah ditetapkan beberapa kriteria dan subkriteria. Untuk menentukan bobot setiap kriteria maupun subkriteria dibutuhkan kuisioner. Sebelum dilakukan pembuatan kuisioner kriteria dan sub-kriteria yang awalnya berbentuk hierarki akan dibuat menjadi dalam bentuk matriks terlebih dahulu.

##### Matriks kriteria

	Lingkungan	Teknikal	Biaya	Operasional
Lingkungan				
Teknikal				
Biaya				
Operasional				

Lingkungan : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan lingkungan

- Teknikal : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan teknikal
- Biaya : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan biaya
- Operasional : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan operasional

### **Matriks Sub-Kriteria Lingkungan**

	Alur pelayaran	Luas dan lokasi lahan	Jarak pelayaran
Alur pelayaran			
Luas dan lokasi lahan			
Jarak pelayaran			

- Alur pelayaran : kondisi alur pelayaran seperti kedalaman/draft dari alur pelayaran yang akan mempengaruhi sarat maksimum kapal
- Luas dan lokasi lahan : luas lahan yang tersedia untuk digunakan sebagai dermaga dari kapal tersebut
- Jarak pelayaran : jarak tempuh yang harus ditempuh oleh kapal untuk mendistribusikan LNG

### **Matriks Sub-Kriteria Teknikal**

	Kompleksitas	Demand konsumen	Keterujian Teknologi
Kompleksitas			
Demand Konsumen			
Keterujian Teknologi			

- Kompleksitas : Kompleksitas antara kapal konvensional dan non konvensional yang akan mempengaruhi tipe kapal yang dipilih

*Demand* konsumen : kebutuhan pembangkit yang mempengaruhi tipe dan besar kapal yang dipilih

Keterujian teknologi : Apakah alternatif tipe kapal telah banyak digunakan dan telah lulus uji kelayakan teknologi?

### Matriks Sub-Kriteria Biaya

	Biaya perawatan	Biaya investasi	Biaya operasional
Biaya perawatan			
Biaya investasi			
Biaya operasional			

Biaya perawatan : Apakah alternatif tipe kapal memerlukan *treatment* saat *maintenance*?

Biaya investasi : Apakah alternatif tipe kapal membutuhkan biaya investasi yang tinggi?

Biaya operasional : Apakah alternatif tipe kapal membutuhkan biaya operasional yang tinggi?

### Matriks Sub-Kriteria Operasional

	Kemudahan operasional	Kemudahan perawatan	Keselamatan operasional
Kemudahan operasional			
Kemudahan perawatan			
Keselamatan operasional			



Kemudahan operasional : Apakah kapal mudah untuk dioperasikan?

Kemudahan perawatan : Apakah kapal mudah untuk dilakukan perawatan?

Keselamatan operasional : Apakah kapal aman untuk dioperasikan?

#### **Matriks Kriteria terhadap alternatif**

	<i>Medium LNG Carrier</i>	<i>Mini LNG Carrier</i>	<i>LNG Barge</i>
<i>Medium LNG Carrier</i>			
<i>Mini LNG Carrier</i>			
<i>LNG Barge</i>			

#### **IV.1.2.1 Pembobotan Kriteria Dan Sub Kriteria**

Dalam proses pembobotan menggunakan metode AHP untuk mengubah dari data kuisioner para *expert* menuju data matematis dengan bantuan program Microsoft Excel, kuisioner dibuat untuk menentukan seberapa penting aspek kriteria vs kriteria, sub kriteria vs sub kriteria dan alternatif vs alternatif.

Matriks dibawah ini akan menunjukan seberapa penting satu kriteria terhadap kriteria yang lainnya, terdapat 4 kriteria utama dalam proses pemilihan ini:

	Lingkungan	Teknikal	Biaya	Operasional
Lingkungan	1	3	1	2
Teknikal	0.33	1	0.5	1
Biaya	1	2	1	2
Operasional	0.5	1	0.5	1

Sebelumnya adalah matrix dari para *expert* hasil kuisioner nomor 1. Ada 6 *expert* yang mengisi kuisioner, jadi tabel berikut ini merupakan *record* pembobotan dari 6 pengisi kuisioner:

	Lingkungan	Teknikal	Biaya	Operasional
Lingkungan	1	2.42	1	2
Teknikal	0.41	1	0.50	1
Biaya	1	2	1	2
Operasional	0.5	1	0.5	1

Berdasarkan matriks sebelumnya, kesimpulan nya adalah :

- Lingkungan lebih penting 2.42 kali dibandingkan teknikal.
- Lingkungan sama pentingnya dengan biaya.
- Lingkungan lebih penting 2 kali terhadap operasional.
- Teknikal lebih penting 0.5 kali terhadap biaya.
- Teknikal sama pentingnya dengan operasional.
- Biaya lebih penting 2 kali terhadap operasional.

Untuk *pairwise* yang berlawanan sama dengan  $1/x_{ij}$ , contoh: teknikal terhadap biaya adalah 0.5 jadi biaya terhadap teknikal adalah  $1/0.5 = 2$ .

Setelah proses tersebut, langkah awal untuk pembobotan kriteria berdasarkan hasil dari ke 6 kuisioner tersebut adalah:

### Langkah 1:

Setiap *pairwise* (contoh : lingkungan terhadap teknikal) dibagi jumlah dari nilai *pairwise* dalam satu kolom yang sama.

	Lingkungan	Teknikal	Biaya	Operasional
Lingkungan	0.34	0.38	0.33	0.33
Teknikal	0.14	0.16	0.17	0.17
Biaya	0.34	0.31	0.33	0.33
Operasional	0.17	0.16	0.17	0.17

**Langkah 2 :**

Jumlah dari semua nilai pairwise dalam satu baris dibagi dengan jumlah kriteria:

Bobot Lingkungan	: 0.35
Bobot Teknikal	: 0.16
Bobot Biaya	: 0.33
Bobot Operasional	: 0.17
TOTAL BOBOT	: 1

Jadi kesimpulan dari proses pembobotan adalah sudah sesuai karena total dari setiap kriteria nilai nya adalah 1

**IV.1.2.2 Pembobotan Kriteria Dan Sub Kriteria Lingkungan**

Matriks dibawah ini menunjukan seberapa penting setiap kriteria dan sub kriteria lingkungan:

	Alur Pelayaran	Luas dan Lokasi	Jarak Pelayaran
Alur Pelayaran	1	0.5	1
Luas dan Lokasi	2	1	2
Jarak Pelayaran	1	0.5	1

Matriks diatas merupakan tabel kriteria lingkungan pada kuisioner 1, sedangkan tabel dibawah ini menunjukan pembobotan kriteria berdasarkan kesimpulan dari 6 kuisioner yang telah diisi oleh para *expert*:

	Alur Pelayaran	Luas dan Lokasi	Jarak Pelayaran
Alur Pelayaran	1	0.67	1.33
Luas dan Lokasi	1.5	1	1.5
Jarak Pelayaran	0.75	0.67	1

Berdasarkan matriks sebelumnya, kesimpulan nya adalah :

- Alur pelayaran lebih penting 0.67 kali dibandingkan luas dan lokasi
- Alur pelayaran lebih penting 1.33 kali dibandingkan jarak pelayaran
- Luas dan lokasi lahan lebih penting 1.5 kali dibandingkan jarak pelayaran

Untuk *pairwise* yang berlawanan sama dengan  $1/x_{ij}$ , contoh : alur pelayaran terhadap luas lokasi lahan adalah 0.67 jadi luas lokasi lahan terhadap alur pelayaran adalah  $1/0.67 = 1.5$

Setelah proses tersebut, langkah awal untuk pembobotan kriteria lingkungan berdasarkan hasil dari ke 6 kuisisioner tersebut adalah :

### Langkah 1:

Setiap *pairwise* (contoh : alur pelayaran terhadap luas dan lokasi) dibagi jumlah dari nilai *pairwise* dalam satu kolom yang sama.

	Alur Pelayaran	Luas dan Lokasi	Jarak Pelayaran
Alur Pelayaran	0.31	0.29	0.35
Luas dan Lokasi	0.46	0.43	0.39
Jarak Pelayaran	0.23	0.29	0.26

### Langkah 2 :

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah kriteria:

Bobot Alur Pelayaran	: 0.31
Bobot Luas dan Lokasi	: 0.43
Bobot Jarak Pelayaran	: 0.26
TOTAL BOBOT	: 1

Jadi kesimpulan dari proses pembobotan kriteria lingkungan adalah sudah sesuai karena total dari setiap sub kriteria lingkungan nya memiliki nilai 1.

#### IV.1.2.3 Pembobotan Kriteria Dan Sub Kriteria Teknikal

Matriks dibawah ini menunjukan seberapa penting setiap kriteria dan sub kriteria teknikal:

	Kompleksitas	<i>Demand</i> Konsumen	Keterujian Teknologi
Kompleksitas	1	0.33	0.5
<i>Demand</i> Konsumen	3	1	1
Keterujian Teknologi	2	1	1

Matriks diatas merupakan tabel kriteria teknikal pada kuisioner 1, sedangkan tabel dibawah ini menunjukan pembobotan kriteria berdasarkan kesimpulan dari 6 kuisioner yang telah diisi oleh para *expert*:

	Kompleksitas	<i>Demand</i> Konsumen	Keterujian Teknologi
Kompleksitas	1	0.38	0.5
<i>Demand</i> Konsumen	2.65	1	1.3
Keterujian Teknologi	2	0.75	1

Berdasarkan matriks sebelumnya, kesimpulan nya adalah :

- Kompleksitas lebih penting 0.38 kali dibandingkan *demand* konsumen
- Kompleksitas lebih penting 0.5 kali dibandingkan keterujian teknologi
- Demand* konsumen lebih penting 1.3 kali dibandingkan keterujian teknologi

Untuk *pairwise* yang berlawanan sama dengan  $1/x_{ij}$ , contoh : kompleksitas terhadap demand konsumen adalah 0.38 jadi demand konsumen terhadap kompleksitas adalah  $1/0.38 = 2.65$ . Setelah proses tersebut, langkah awal untuk pembobotan kriteria teknik berdasarkan hasil dari ke 6 kuisisioner tersebut adalah :

### Langkah 1:

Setiap *pairwise* (contoh : kompleksitas terhadap *demand* konsumen) dibagi jumlah dari nilai *pairwise* dalam satu kolom yang sama.

	Kompleksitas	<i>Demand</i> Konsumen	Keterujian Teknologi
Kompleksitas	0.18	0.18	0.18
<i>Demand</i> Konsumen	0.47	0.47	0.47
Keterujian Teknologi	0.35	0.35	0.35

### Langkah 2 :

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah kriteria:

Bobot Kompleksitas : 0.18

Bobot *Demand* Konsumen : 0.47

Bobot Uji teknologi : 0.35

TOTAL BOBOT : 1

Jadi kesimpulan dari proses pembobotan kriteria teknik adalah sudah sesuai karena total dari setiap sub kriteria teknik nya memiliki nilai 1

#### IV.1.2.4 Pembobotan Kriteria Dan Sub Kriteria Biaya

Matriks selanjutnya akan menunjukan seberapa penting setiap kriteria dan sub kriteria biaya:

	Biaya Perawatan	Biaya Investasi	Biaya Operasional
Biaya Perawatan	1	1	2
Biaya Investasi	1	1	2
Biaya Operasional	0.5	0.5	1

Matriks diatas merupakan matriks kriteria biaya pada kuisisioner 1, sedangkan matriks dibawah ini menunjukkan pembobotan kriteria berdasarkan kesimpulan dari 6 kuisisioner yang telah diisi oleh para *expert*:

	Biaya Perawatan	Biaya Investasi	Biaya Operasional
Biaya Perawatan	1	1	1.44
Biaya Investasi	1	1	1.83
Biaya Operasional	0.7	0.55	1

Berdasarkan matriks tersebut, kesimpulan nya adalah:

- Biaya perawatan sama pentingnya dengan biaya investasi
- Biaya perawatan 1.44 kali lebih penting dibandingkan biaya operasional
- Biaya investasi lebih penting 1.83 kali dibandingkan biaya operasional

Untuk *pairwise* yang berlawanan sama dengan  $1/x_{ij}$ , contoh : biaya perawatan terhadap biaya operasional adalah 1.44 jadi biaya operasional terhadap biaya perawatan adalah  $1/1.44 = 0.7$ . Setelah proses tersebut, langkah awal untuk pembobotan kriteria biaya berdasarkan hasil dari ke 6 kuisisioner tersebut adalah:

### **Langkah 1:**

Setiap (contoh : biaya perawatan terhadap biaya investasi) dibagi jumlah dari nilai *pairwise* dalam satu kolom yang sama.

	Biaya Perawatan	Biaya Investasi	Biaya Operasional
Biaya Perawatan	0.37	0.39	0.34
Biaya Investasi	0.37	0.39	0.43
Biaya Operasional	0.26	0.21	0.23

### Langkah 2 :

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah kriteria:

Bobot Biaya Perawatan : 0.4

Bobot Biaya Investasi : 0.4

Bobot Biaya Operasional : 0.2

TOTAL BOBOT : 1

Jadi kesimpulan dari proses pembobotan kriteria biaya adalah sudah sesuai karena total dari setiap sub kriteria teknikal nya memiliki nilai 1.

#### IV.1.2.5 Pembobotan Kriteria Dan Sub Kriteria Operasional

Matriks dibawah ini menunjukkan seberapa penting setiap kriteria dan sub kriteria operasional:

	Mudah Operasional	Mudah Perawatan	Keselamatan
Mudah Operasional	1	1	0.5
Mudah Perawatan	1	1	0.5
Keselamatan	2	2	1

Matriks sebelumnya merupakan matriks kriteria operasional pada kuisioner 1, sedangkan tabel dibawah ini menunjukkan



pembobotan kriteria berdasarkan kesimpulan dari 6 kuisisioner yang telah diisi oleh para *expert*:

	Mudah Operasional	Mudah Perawatan	Keselamatan
Mudah Operasional	1	0.83	0.44
Mudah Perawatan	1.2	1	0.44
Keselamatan	2.28	2.28	1

Berdasarkan matriks sebelumnya, kesimpulan nya adalah:

- Kemudahan operasional 0.81 kali lebih penting dibandingkan kemudahan perawatan
- Kemudahan operasional 0.43 kali lebih penting dibandingkan keselamatan
- Kemudahan perawatan 0.43 kali lebih penting dibandingkan keselamatan

Untuk *pairwise* yang berlawanan sama dengan  $1/x_{ij}$ , contoh : kemudahan operasional terhadap kemudahan perawatan adalah 0.83 jadi kemudahan perawatan terhadap kemudahan operasional adalah  $1/0.83 = 1.2$ . Setelah proses tersebut, langkah awal untuk pembobotan kriteria operasional berdasarkan hasil dari ke 6 kuisisioner tersebut adalah :

### Langkah 1:

Setiap *pairwise* (contoh : kemudahan operasional terhadap kemudahan perawatan) dibagi jumlah dari nilai *pairwise* dalam satu kolom yang sama.

	Mudah Operasional	Mudah Perawatan	Keselamatan
Mudah Operasional	0.22	0.20	0.23
Mudah Perawatan	0.27	0.24	0.23
Keselamatan	0.51	0.55	0.53

### Langkah 2 :

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah kriteria :

Bobot Kemudahan Operasional	:	0.22
Bobot Kemudahan Perawatan	:	0.25
Bobot Keselamatan Operasional	:	0.53
<i>TOTAL WEIGHT</i>	:	1

Jadi kesimpulan dari proses pembobotan kriteria operasional adalah sudah sesuai karena total dari setiap sub kriteria operasional nya memiliki nilai 1

#### IV.1.2.6 Record Pembobotan dari kriteria dan sub kriteria

Berdasarkan data diatas, dapat disimpulkan bahwasanya setiap kriteria dan sub kriteria memiliki bobot nya tersendiri, bobot ini menunjukan seberapa penting kriteria terhadap kriteria dan sub kriteria terhadap sub kriteria lainnya, berikut merupakan pembobotan dalam nilai persentase:

<b>1 Lingkungan</b>	:	34.66%	
Alur Pelayaran	:	31.37%	
Luas dan Lokasi	:	42.71%	= 100.00%
Jarak Pelayaran	:	25.91%	

<b>2 Teknikal</b>	:	15.78%		
Kompleksitas	:	17.70%		
<i>Demand</i> Konsumen	:	46.98%	=	100.00%
Keterujian Teknologi	:	35.32%		
<b>3 Biaya</b>	:	33.04%		
Biaya Perawatan	:	36.69%		
Biaya Investasi	:	39.77%		
Biaya Operasional	:	23.54%	=	100.00%
<b>4 Operasional</b>	:	16.52%		
Kemudahan Operasional	:	21.99%		
Kemudahan Perawatan	:	24.82%	=	100.00%
Keselamatan Operasional	:	53.20%		
<b>Total Bobot</b>	:	<b>100.00%</b>		

#### IV.1.2.7 Kesesuaian Alternatif Terhadap Sub Kriteria

Kesesuaian alternatif dengan sub kriteria akan dihitung berdasarkan data yang telah diberikan dalam kuisioner. Kuisioner diberikan dalam *pairwase comparison*. Jadi, para ahli/*expert* dapat memberikan pemilihan dalam kisaran 1-5 untuk menunjukkan betapa pentingnya alternatif A terhadap alternatif B, dan seterusnya.

#### IV.1.2.8 Kesesuaian Alternatif Terhadap Sub Kriteria Lingkungan

##### Alur Pelayaran

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.5	0.33
Mini LNG	2	1	0.5
Barge	3	2	1

Sama seperti proses pembobotan untuk kriteria, proses ini menggunakan 6 kuisisioner yang telah diisi oleh *expert* . Jadi matriks diatas menunjukkan perbandingan pada kuisisioner nomor 1 untuk sub kriteria alur pelayaran

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.5	0.38
Mini LNG	2	1	1
Barge	2.62	1	1

Matriks diatas menunjukkan pembobotan alternatif dari 6 kuisisioner. Setelah itu, langkah selanjutnya sama dengan proses pembobotan kriteria, seperti berikut:

##### **Langkah 1 :**

Setiap *pairwise* (misal : *medium* LNG *carrier* terhadap *mini* LNG *carrier*) dibagi jumlah setiap *pairwise* dalam satu kolom.

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	0.18	0.20	0.16
Mini LNG	0.36	0.40	0.42
Barge	0.47	0.40	0.42

**Step 2**

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah alternatif.

Bobot <i>medium</i> LNG	: 0.18
Bobot <i>mini</i> LNG	: 0.39
Bobot LNG <i>barge</i>	: 0.43
TOTAL BOBOT	: 1.00

Kemudian untuk sub kriteria Luas & Lokasi Lahan dan Jarak Pelayaran, didapatkan kesimpulan di bawah ini:

**Luas dan Lokasi Lahan**

Bobot <i>medium</i> LNG	: 0.152
Bobot <i>mini</i> LNG	: 0.424
Bobot LNG <i>barge</i>	: 0.424
TOTAL BOBOT	: 1.00

**Jarak Pelayaran**

Bobot <i>medium</i> LNG	: 0.16
Bobot <i>mini</i> LNG	: 0.30
Bobot LNG <i>barge</i>	: 0.54
TOTAL BOBOT	: 1.00

Setiap alternatif memiliki nilai nya tersendiri untuk setiap sub kriteria. Ini menunjukkan kita seberapa cocoknya alternatif terhadap sub kriteria, matriks berikut ini menunjukkan nilai tersebut dalam jumlah persentase:

### **Lingkungan**

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Alur Pelayaran	17.94%	39.19%	42.87%
Luas dan Lokasi	15.19%	42.40%	42.40%
Jarak Pelayaran	16.16%	29.92%	53.92%

### **IV.1.2.9 Kesesuaian Alternatif Terhadap Sub Kriteria Teknikal**

#### **Kompleksitas**

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.5	0.33
Mini LNG	2	1	0.5
Barge	3	2	1

Sama seperti proses pembobotan untuk kriteria, proses ini menggunakan 6 kuisisioner yang telah diisi oleh *expert* . Jadi matriks diatas menunjukan perbandingan pada kuisisioner nomor 1 untuk sub kriteria alur pelayaran

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.5	0.33
Mini LNG	2	1	0.5
Barge	3	2	1

Matriks diatas menunjukan pembobotan alternatif dari 6 kuisisioner. Setelah itu, langkah selanjutnya sama dengan proses pembobotan kriteria, seperti berikut:

**Langkah 1 :**

Setiap *pairwise* (misal : *medium LNG carrier* terhadap *mini LNG carrier*) dibagi jumlah setiap *pairwise* dalam satu kolom.

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	0.17	0.14	0.18
Mini LNG	0.33	0.29	0.27
Barge	0.50	0.57	0.55

**Langkah 2**

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah alternatif.

Bobot *medium LNG* : 0.16  
 Bobot *mini LNG* : 0.30  
 Bobot *LNG barge* : 0.54  
 TOTAL BOBOT : 1.00

Kemudian untuk sub kriteria *Demand Konsumen* dan *Keterujian Teknologi*, didapatkan kesimpulan berikut ini:

**Demand Konsumen**

Bobot *medium LNG* : 0.2  
 Bobot *mini LNG* : 0.35  
 Bobot *LNG barge* : 0.45  
 TOTAL BOBOT : 1.00

**Keterujian Teknologi**

Bobot *medium LNG* : 0.29  
 Bobot *mini LNG* : 0.41  
 Bobot *LNG barge* : 0.30  
 TOTAL BOBOT : 1.00

Setiap alternatif memiliki nilai nya tersendiri untuk setiap sub kriteria. Ini menunjukan kita seberapa cocoknya alternatif terhadap sub kriteria, tabel berikut ini menunjukan nilai tersebut dalam jumlah persentase:

### **Teknikal**

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Kompleksitas	16.30%	29.69%	54.01%
<i>Demand</i> Konsumen	19.91%	34.70%	45.38%
Keterujian Teknologi	28.72%	41.41%	29.87%

#### **IV.1.2.10 Kesesuaian Alternatif Terhadap Sub Kriteria Biaya**

### **Biaya Perawatan**

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.5	0.5
<i>Mini</i> LNG	2	1	0.5
<i>Barge</i>	2	2	1

Sama seperti proses pembobotan untuk kriteria, proses ini menggunakan 6 kuisioner yang telah diisi oleh *expert* . Jadi matriks diatas menunjukan perbandingan pada kuisioner nomor 1 untuk sub kriteria biaya perawatan

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.5	0.5
<i>Mini</i> LNG	2	1	0.5
<i>Barge</i>	2	2	1



Matriks diatas menunjukan pembobotan alternatif dari 6 kuisisioner. Setelah itu, langkah selanjutnya sama dengan proses pembobotan kriteria, seperti berikut:

### Langkah 1

Setiap *pairwise* (misal : *medium LNG carrier* terhadap *mini LNG carrier*) dibagi jumlah setiap *pairwise* dalam satu kolom.

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	0.20	0.14	0.25
Mini LNG	0.40	0.29	0.25
Barge	0.40	0.57	0.50

### Langkah 2

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah alternatif.

Bobot *medium LNG* : 0.20  
 Bobot *mini LNG* : 0.31  
 Bobot *LNG barge* : 0.49  
 TOTAL BOBOT : 1.00

Kemudian untuk sub kriteria biaya, didapatkan matriks berikut :

### Biaya Investasi

Bobot *medium LNG* : 0.16  
 Bobot *mini LNG* : 0.31  
 Bobot *LNG barge* : 0.53  
 TOTAL BOBOT : 1.00

**Biaya Operasional**

Bobot <i>medium</i> LNG	: 0.212
Bobot <i>mini</i> LNG	: 0.414
Bobot LNG <i>barge</i>	: 0.374
TOTAL BOBOT	: 1.00

Setiap alternatif memiliki nilai nya tersendiri untuk setiap sub kriteria. Ini menunjukkan kita seberapa cocoknya alternatif terhadap sub kriteria, matriks berikut ini menunjukkan nilai tersebut dalam jumlah persentase :

**Biaya**

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Biaya Perawatan	19.76%	31.19%	49.05%
Biaya Investasi	16.41%	30.93%	52.66%
Biaya Operasional	21.22%	41.41%	37.37%

**IV.1.2.11 Kesesuaian Alternatif Terhadap Sub Kriteria Operasional****Kemudahan Operasional**

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.5	0.5
Mini LNG	2	1	0.5
Barge	2	2	1

Sama seperti proses pembobotan untuk kriteria, proses ini menggunakan 6 kuisioner yang telah diisi oleh *expert* . Jadi matriks diatas menunjukkan perbandingan pada kuisioner nomor 1 untuk sub kriteria biaya perawatan.

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	1	0.58	1.17
Mini LNG	1.71	1	1.17
Barge	0.86	0.86	1

matriks tersebut menunjukkan pembobotan alternatif dari 6 kuisisioner. Setelah itu, langkah selanjutnya sama dengan proses pembobotan kriteria, seperti berikut:

### Langkah 1

Setiap *pairwise* (misal : *medium* LNG carrier terhadap *mini* LNG carrier) dibagi jumlah setiap *pairwise* dalam satu kolom.

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Med. LNG	0.28	0.24	0.35
Mini LNG	0.48	0.41	0.35
Barge	0.24	0.35	0.30

### Langkah 2

Jumlah dari semua nilai *pairwise* dalam satu baris dibagi dengan jumlah alternatif.

Bobot *medium* LNG : 0.29  
 Bobot *mini* LNG : 0.41  
 Bobot LNG *barge* : 0.30  
 TOTAL BOBOT : 1.00

Kemudian untuk sub kriteria operasional, didapatkan kesimpulan berikut :

**Kemudahan Perawatan**

Bobot <i>medium</i> LNG	: 0.23
Bobot <i>mini</i> LNG	: 0.36
Bobot LNG <i>barge</i>	: 0.41
TOTAL BOBOT	: 1.00

**Keselamatan Operasional**

Bobot <i>medium</i> LNG	: 0.48
Bobot <i>mini</i> LNG	: 0.32
Bobot LNG <i>barge</i>	: 0.20
TOTAL BOBOT	: 1.00

Setiap alternatif memiliki nilai nya tersendiri untuk setiap sub kriteria. Ini menunjukkan kita seberapa cocoknya alternatif terhadap sub kriteria, matriks berikut ini menunjukkan nilai tersebut dalam jumlah persentase:

**Operasional**

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Kemudahan Operasional	28.97%	41.33%	29.71%
Kemudahan Perawatan	22.93%	36.00%	41.07%
Keselamatan Operasional	47.55%	31.98%	20.47%

Selanjutnya proses seleksi akan dilakukan terhadap setiap kriteria. Jadi setiap langkah diatas akan dilakukan satu persatu untuk setiap kriteria dan nilai yang didapatkan dari setiap kriteria akan digunakan pada proses seleksi TOPSIS selanjutnya.

**IV.1.3 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Lingkungan**

Metode TOPSIS menghitung jarak dari solusi ideal ke setiap alternatif. Solusi ideal dibagi menjadi dua, yaitu solusi ideal

positif dan solusi ideal negatif. Untuk menghitung keduanya diperlukan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Membuat matriks ternormalisasi dengan rumus berikut:

$$r = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}; i=1,2,\dots,m; \text{ dan } j=1,2,\dots,n. \quad (4.1)$$

Berikut ini adalah matriks ternormalisasi untuk kriteria lingkungan:

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Alur Pelayaran	0.35	0.76	0.83
Luas dan Lokasi			
Lahan	0.29	0.82	0.82
Jarak Pelayaran	0.31	0.58	1.04

2. Setelah matrik ternormalisasi selesai dihitung, matriks dikalikan dengan bobot yang telah dihitung sebelumnya dengan metode *pairwise*. Berikut ini adalah rumus untuk menghitung matriks ternormalisasi berbobot:  
 $y_{ij} = w_i r_{ij}$ ;  $w$  adalah bobot dari setiap kriteria dan sub kriteria;  $i=1,2,\dots,m$ ; and  $j=1,2,\dots,n$ . (4.2)

Berikut ini adakah matriks ternormalisasi berbobot untuk kriteria lingkungan:

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Alur Pelayaran	0.11	0.24	0.26
Luas dan Lokasi			
Lahan	0.13	0.35	0.35
Jarak Pelayaran	0.08	0.15	0.27

3. Kemudian *positive ideal solution* (PIS) dan *negative ideal solution* (NIS) dihitung dengan rumus berikut :

$$y_j^+ = \max_i y_{ij} \quad (4.3)$$

$$y_j^- = \min_i y_{ij} \quad (4.4)$$

Berikut ini adalah PIS dan NIS untuk kriteria lingkungan:

	A+	A-
Alur Pelayaran	0.26	0.11
Luas dan Lokasi Lahan	0.35	0.13
Jarak Pelayaran	0.27	0.08

4. Sesudah PIS dan NIS selesai dihitung, jarak dari alternatif ke PIS dan NIS dihitung dengan rumus berikut:

$$D_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_i^+ - y_{ij})^2}; i=1,2,...,m \quad (4.5)$$

$$D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_{ij} - y_i^-)^2}; i=1,2,...,m \quad (4.6)$$

Berikut ini jarak dari PIS dan NIS ke setiap alternatif untuk kriteria lingkungan:

	A+	A-
Med.LNG	0.33	0.00
Mini LNG	0.12	0.27
Barge	0.00	0.33

5. Langkah terakhir dari metode TOPSIS ini adalah menghitung preferensi dari setiap alternatif. Nilai ini

digunakan untuk menentukan alternatif yang paling cocok. Nilai preferensi dihitung dengan rumus berikut:

$$CC_i = \frac{D_i^-}{D_i^- + D_i^+}; i=1,2,...,m \quad (4.7)$$

Berikut ini adalah nilai preferensi untuk kriteria lingkungan:

Med. LNG	Mini LNG	Barge
0.00	0.69	1.00

#### IV.1.4 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Teknikal

Metode TOPSIS menghitung jarak dari solusi ideal ke setiap alternatif. Solusi ideal dibagi menjadi dua, yaitu solusi ideal positif dan solusi ideal negatif. Untuk menghitung keduanya diperlukan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Membuat matriks ternormalisasi dengan rumus berikut:

$$r = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x^2_{ij}}}; i=1,2,...,m; \text{ dan } j=1,2,...,n. \quad (4.8)$$

Berikut ini adalah matriks ternormalisasi untuk kriteria teknis:

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Kompleksitas	0.30	0.55	0.99
<i>Demand</i> Konsumen	0.37	0.64	0.84
Keterujian Teknologi	0.53	0.76	0.55

2. Setelah matrik ternormalisasi selesai dihitung, matriks dikalikan dengan bobot yang telah dihitung sebelumnya dengan metode *pairwise*. Berikut ini adalah rumus untuk menghitung matriks ternormalisasi berbobot:

$$y_{ij} = w_i r_{ij}; w \text{ adalah bobot dari setiap kriteria dan sub kriteria; } i=1,2,\dots,m; \text{ and } j=1,2,\dots,n. \quad (4.9)$$

Berikut ini adakah matriks ternormalisasi berbobot untuk kriteria teknis:

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Kompleksitas	0.05	0.10	0.18
Demand Konsumen	0.17	0.30	0.39
Keterujian Teknologi	0.19	0.27	0.19

3. Kemudian *positive ideal solution* (PIS) dan *negative ideal solution* (NIS) dihitung dengan rumus berikut :

$$y_j^+ = \max_i y_{ij} \quad (4.10)$$

$$y_j^- = \min_i y_{ij} \quad (4.11)$$

Berikut ini adalah PIS dan NIS untuk kriteria teknis:

	A+	A-
Kompleksitas	0.18	0.05
Demand Konsumen	0.39	0.17
Keterujian Teknologi	0.27	0.19

4. Sesudah PIS dan NIS selesai dihitung, jarak dari alternatif ke PIS dan NIS dihitung dengan rumus berikut:

$$D_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_i^+ - y_{ij})^2}; i=1,2,\dots,m \quad (4.12)$$

$$D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_{ij} - y_i^-)^2}; i=1,2,\dots,m \quad (4.13)$$



Berikut ini jarak dari PIS dan NIS ke setiap alternatif untuk kriteria teknikal:

	A+	A-
Med. LNG	0.27	0.00
Mini LNG	0.12	0.16
Barge	0.08	0.25

5. Langkah terakhir dari metode TOPSIS ini adalah menghitung preferensi dari setiap alternatif. Nilai ini digunakan untuk menentukan alternatif yang paling cocok. Nilai preferensi dihitung dengan rumus berikut:

$$CC_i = \frac{D_i^-}{D_i^- + D_i^+}; i=1,2,...,m \quad (4.14)$$

Berikut ini adalah nilai preferensi untuk kriteria teknikal:

Med. LNG	Mini LNG	Barge
0.00	0.57	0.77

#### IV.1.5 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Biaya

Metode TOPSIS menghitung jarak dari solusi ideal ke setiap alternatif. Solusi ideal dibagi menjadi dua, yaitu solusi ideal positif dan solusi ideal negatif. Untuk menghitung keduanya diperlukan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Membuat matriks ternormalisasi dengan rumus berikut:

$$r = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}; i=1,2,...,m; \text{ dan } j=1,2,...,n. \quad (4.15)$$

Berikut ini adalah matriks ternormalisasi untuk kriteria biaya:

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Biaya Perawatan	0.37	0.58	0.92
Biaya Investasi	0.31	0.58	0.98
Biaya Operasional	0.40	0.77	0.70

2. Setelah matrik ternormalisasi selesai dihitung, matriks dikalikan dengan bobot yang telah dihitung sebelumnya dengan metode pairwise. Berikut ini adalah rumus untuk menghitung matriks ternormalisasi berbobot:

$$y_{ij} = w_i r_{ij}; w \text{ adalah bobot dari setiap kriteria dan sub kriteria; } i=1,2,\dots,m; \text{ and } j=1,2,\dots,n. \quad (4.16)$$

Berikut ini adakah matriks ternormalisasi berbobot untuk kriteria biaya:

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Biaya Perawatan	0.14	0.21	0.34
Biaya Investasi	0.12	0.23	0.39
Biaya Operasional	0.09	0.18	0.16

3. Kemudian *positive ideal solution* (PIS) dan *negative ideal solution* (NIS) dihitung dengan rumus berikut :

$$y_j^+ = \max_i y_{ij} \quad (4.17)$$

$$y_j^- = \min_i y_{ij} \quad (4.18)$$

Berikut ini adalah PIS dan NIS untuk kriteria biaya:

	A+	A-
Biaya Perawatan	0.34	0.14
Biaya Investasi	0.39	0.12

Biaya Operasional	0.18	0.09
-------------------	------	------

4. Sesudah PIS dan NIS selesai dihitung, jarak dari alternatif ke PIS dan NIS dihitung dengan rumus berikut:

$$D_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_i^+ - y_{ij})^2}; i=1,2,\dots,m \quad (4.19)$$

$$D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_{ij} - y_i^-)^2}; i=1,2,\dots,m \quad (4.20)$$

Berikut ini jarak dari PIS dan NIS ke setiap alternatif untuk kriteria biaya:

	A+	A-
Med. LNG	0.35	0.00
Mini LNG	0.20	0.16
Barge	0.02	0.34

5. Langkah terakhir dari metode TOPSIS ini adalah menghitung preferensi dari setiap alternatif. Nilai ini digunakan untuk menentukan alternatif yang paling cocok. Nilai preferensi dihitung dengan rumus berikut:

$$CC_i = \frac{D_i^-}{D_i^- + D_i^+}; i=1,2,\dots,m \quad (4.21)$$

Berikut ini adalah nilai preferensi untuk kriteria biaya:

Med.LNG	Mini LNG	Barge
0.00	0.44	0.95

#### IV.1.6 Proses Seleksi dengan TOPSIS untuk Kriteria Operasional

Metode TOPSIS menghitung jarak dari solusi ideal ke setiap alternatif. Solusi ideal dibagi menjadi dua, yaitu solusi ideal positif dan solusi ideal negatif. Untuk menghitung keduanya diperlukan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Membuat matriks ternormalisasi dengan rumus berikut:

$$r = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x^2_{ij}}} ; i=1,2,...,m; \text{ dan } j=1,2,...,n. \quad (4.22)$$

Berikut ini adalah matriks ternormalisasi untuk kriteria operasional:

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Kemudahan Operasional	0.53	0.75	0.54
Kemudahan Perawatan	0.42	0.66	0.75
Keselamatan Operasional	0.87	0.58	0.37

2. Setelah matrik ternormalisasi selesai dihitung, matriks dikalikan dengan bobot yang telah dihitung sebelumnya dengan metode pairwise. Berikut ini adalah rumus untuk menghitung matriks ternormalisasi berbobot:

$$y_{ij} = w_i r_{ij}; w \text{ is adalah bobot dari setiap kriteria dan sub kriteria; } i=1,2,...,m; \text{ and } j=1,2,...,n. \quad (4.23)$$

Berikut ini adakah matriks ternormalisasi berbobot untuk kriteria operasional:

	Med. LNG	Mini LNG	Barge
Kemudahan Operasional	0.12	0.17	0.12
Kemudahan Perawatan	0.10	0.16	0.19
Keselamatan Operasional	0.46	0.31	0.20

3. Kemudian *positive ideal solution* (PIS) dan *negative ideal solution* (NIS) dihitung dengan rumus berikut :

$$y_j^+ = \max_i y_{ij} \quad (4.24)$$

$$y_j^- = \min_i y_{ij} \quad (4.25)$$

Berikut ini adalah PIS dan NIS untuk kriteria operasional:

	A+	A-
Kemudahan Operasional	0.17	0.12
Kemudahan Perawatan	0.19	0.10
Keselamatan Operasional	0.46	0.20

4. Sesudah PIS dan NIS selesai dihitung, jarak dari alternatif ke PIS dan NIS dihitung dengan rumus berikut:

$$D_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_i^+ - y_{ij})^2}; i=1,2,...,m \quad (4.26)$$

$$D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_{ij} - y_i^-)^2}; i=1,2,...,m \quad (4.27)$$

Berikut ini jarak dari PIS dan NIS ke setiap alternatif untuk kriteria perawatan:

	A+	A-
Med. LNG	0.10	0.26
Mini LNG	0.15	0.14
Barge	0.27	0.08

5. Langkah terakhir dari metode TOPSIS ini adalah menghitung preferensi dari setiap alternatif. Nilai ini digunakan untuk menentukan alternatif yang paling cocok. Nilai preferensi dihitung dengan rumus berikut:

$$CC_i = \frac{D_i^-}{D_i^- + D_i^+}; i=1,2,...,m \quad (4.28)$$

Berikut ini adalah nilai preferensi untuk kriteria operasional:

Med. LNG	Mini LNG	Barge
0.73	0.47	0.24

#### IV.1.7 Pemilihan Akhir Tipe Kapal Metode TOPSIS

Langkah selanjutnya adalah melakukan pemilihan alternatif yang paling tepat berdasarkan pertimbangan bobot kriteria yang telah dihitung di subbab sebelumnya. Pada subbab ini jarak PIS dan NIS ke alternatif dihitung untuk setiap kriteria.

1. Setiap data yang telah dihitung sebelumnya berdasarkan proses TOPSIS digunakan sebagai nilai masukan pada langkah ini. Selain itu nilai dari bobot setiap kriteria juga digunakan sebagai nilai masukan.

	Med.LNG	Mini LNG	Barge	Bobot
Lingkungan	0.00	0.69	1.00	0.35
Teknikal	0.00	0.57	0.77	0.16
Biaya	0.00	0.44	0.95	0.33
Operasional	0.73	0.47	0.24	0.17

2. Langkah kedua adalah membuat matriks ternormalisasi.

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Lingkungan	0.00	0.57	0.82
Teknikal	0.00	0.47	0.64
Biaya	0.00	0.36	0.78
Operasional	0.60	0.39	0.19

3. Selanjutnya menentukan matrik ternormalisasi berbobot dengan cara yang sama seperti pada sub bab sebelumnya.

	Med.LNG	Mini LNG	Barge
Lingkungan	0.00	0.20	0.29
Teknikal	0.00	0.07	0.10
Biaya	0.00	0.12	0.26
Operasional	0.10	0.06	0.03

4. Menentukan PIS (*Positive Ideal Solution*) dan NIS (*Negative Ideal Solution*).

	A+	A-
Lingkungan	0.29	0.00
Teknikal	0.10	0.00
Biaya	0.26	0.00
Operasional	0.10	0.03

5. Menghitung jarak PIS dan NIS ke setiap alternatif dari setiap kriteria.

	A+	A-
Med.LNG	0.40	0.07
Mini LNG	0.14	0.13
Barge	0.07	0.40

6. Selanjutnya langkah terakhir adalah menghitung nilai preferensi dari setiap alternatif. Alternatif yang memiliki nilai tertinggi adalah alternatif yang nantinya akan dipilih.

Med.LNG	Mini LNG	LNG Barge
0.15	0.47	0.85

Alternatif yang memiliki nilai tertinggi adalah LNG barge dengan nilai akhir preferensi sebesar 0.85. Hal ini menunjukkan bahwa LNG *barge* adalah mode transportasi yang dirasa paling cocok dan tepat digunakan untuk mengangkut LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan.

#### **IV.2 *Stability Verification* Untuk Kapal Terpilih**

Perhitungan stabilitas kapal dirasa perlu dilakukan untuk memastikan bahwa kapal yang berlayar menuju rute yang direncanakan, dapat berlayar dengan baik sehingga meminimalisir terjadinya kecelakaan kapal akibat kondisi perairan, pelayaran dari FSRU Lampung yang terletak di labuan maringgai menuju pembangkit di kalimantan melewati perairan selatan Kalimantan, dimana pada perairan tersebut termasuk pada golongan *sea state* 4, pada *sea state* tersebut memiliki karakter *moderate*. Berikut penggolongan *sea state* berdasarkan tinggi gelombang air laut:



Tabel 4.2. *WMO Sea State*

WMO Sea State Code	Wave height	Characteristics
0	0 metres (0 ft)	Calm (glassy)
1	0 to 0.1 metres (0.00 to 0.33 ft)	Calm (rippled)
2	0.1 to 0.5 metres (3.9 in to 1 ft 7.7 in)	Smooth (wavelets)
3	0.5 to 1.25 metres (1 ft 8 in to 4 ft 1 in)	Slight
<b>4</b>	<b>1.25 to 2.5 metres (4 ft 1 in to 8 ft 2 in)</b>	<b>Moderate</b>
5	2.5 to 4 metres (8 ft 2 in to 13 ft 1 in)	Rough
6	4 to 6 metres (13 to 20 ft)	Very rough
7	6 to 9 metres (20 to 30 ft)	High
8	9 to 14 metres (30 to 46 ft)	Very high
9	Over 14 metres (46 ft)	Phenomenal

Tabel 4.3. Perairan Selatan Kalimantan di No. 15 (Sumber : BMKG)

No	Lokasi	Angus 10 m Rata-Rata (Knot)	Tinggi Signifikan Rata-Rata (meter)	Tinggi Maksimum Rata-Rata (meter)	Frekuensi Gel. > 3 Meter
1	Perairan utara Aceh	5 - 10	0.75 - 1.25	1.0 - 2.0	0 - 5 %
2	Perairan barat Aceh hingga Sumatera Utara	2 - 7	0.5 - 1.3	0.75 - 2.0	0 - 5 %
3	Perairan Sumatera Barat	4 - 10	0.75 - 2.0	1.0 - 2.5	0 - 5 %
4	Perairan Bengkulu hingga barat Lampung	8 - 20	0.5 - 2.5	0.75 - 2.75	0 - 5 %
5	Selat Sunda	4 - 15	0.4 - 2.0	0.6 - 2.5	0 - 5 %
6	Perairan selatan Banten hingga Jawa Barat	10 - 20	0.9 - 2.0	1.0 - 3.0	0 - 5 %
7	Perairan selatan Jawa Tengah	10 - 15	0.75 - 2.0	1.0 - 2.25	0 - 5 %
8	Perairan selatan Jawa Timur	6 - 10	0.75 - 1.75	1.0 - 2.25	0 - 5 %
9	Perairan selatan Bali hingga NTB	6 - 16	0.4 - 1.75	0.6 - 2.3	0 - 5 %
10	Laut Jawa	4 - 15	0.5 - 1.3	1.0 - 2.0	0 - 5 %
11	Laut Tenor	4 - 12	0.75 - 1.25	1.0 - 1.75	0 - 5 %
12	Selat Makasar	2 - 7	0.25 - 0.75	0.5 - 1.5	0 - 5 %
13	Laut Makara	5 - 15	0.75 - 1.5	1.0 - 2.0	0 - 5 %
14	Selat Karimata	10 - 10	1.0 - 2.0	1.5 - 2.5	0 - 5 %
15	Perairan selatan Kalimantan	8 - 17	1.25 - 2.0	1.5 - 2.75	0 - 5 %
16	Perairan Kepulauan Seribu	4 - 12	0.75 - 1.5	1.0 - 2.0	0 - 5 %
17	Laut Flores	4 - 15	0.75 - 1.75	1.0 - 2.0	0 - 5 %
18	Selat Makassar bagian selatan	10 - 20	0.75 - 2.0	1.25 - 2.75	0 - 5 %

Terlihat pada tabel 4.3 menurut data dari BMKG yang didapat dari situs : <http://maritim.bmkg.go.id/> menunjukkan bahwa rute

pelayaran dari FSRU Lampung menuju kalimantan melewati daerah perairan selatan kalimantan, yang menandakan bahwa rute tersebut termasuk *moderate*. Pada ketinggian gelombang air laut rata-rata 1.25 hingga 2 meter.

#### IV.2.1 Rules Atau Standard Yang Digunakan:

##### 3.1.1 Scope

The following criteria are recommended for passenger and cargo ships.

##### 3.1.2 Recommended general criteria

3.1.2.1 The area under the righting lever curve (GZ curve) should not be less than 0.035 metre-radians up to  $\varphi = 30^\circ$  angle of heel and not less than 0.09 metre-radians up to  $\varphi = 40^\circ$  or the angle of flooding  $\varphi_f$  if this angle is less than  $40^\circ$ . Additionally, the area under the righting lever curve (GZ curve) between the angles of heel of  $30^\circ$  and  $40^\circ$  or between  $30^\circ$  and  $\varphi_f$ , if this angle is less than  $40^\circ$ , should not be less than 0.03 metre-radians.

3.1.2.2 The righting lever GZ should be at least 0.20 m at an angle of heel equal to or greater than  $30^\circ$ .

3.1.2.3 The maximum righting arm should occur at an angle of heel preferably exceeding  $30^\circ$  but not less than  $25^\circ$ .

3.1.2.4 The initial metacentric height GMe should not be less than 0.15 m.

3.1.2.5 In addition for passenger ships, the angle of heel on account of crowding of passengers to one side as defined in paragraphs 3.5.2.6 to 3.5.2.9 should not exceed  $10^\circ$ .

3.1.2.6 In addition for passenger ships, the angle of heel on account of turning should not exceed  $10^\circ$  when calculated using the following formula:

3.1.2.7 Where anti-rolling devices are installed in a ship, the Administration should be satisfied that the above criteria can be maintained when the devices are in operation.

3.1.2.8 A number of influences such as beam wind on ships with large windage area, icing of topsides, water trapped on deck, rolling

\*  $\varphi_f$  is an angle of heel at which openings in the hull, superstructures or deckhouses which cannot be closed weathertight immerse. In applying this criterion, small openings through which progressive flooding cannot take place need not be considered as open.

Gambar 4.6 IMO Resolution Rules

Menurut rules IMO *Resolution* diatas, suatu kapal dapat dikatakan memiliki stabilitas yang baik apabila memenuhi kriteria diatas, adapun penjelasan adalah sebagai berikut:

- a) Area dibawah lengan penegak GZ (kurva GZ) tidak boleh kurang dari :  $*0.055$  mrad hingga sudut  $30^{\circ}$  ,  $*0.09$  mrad hingga sudut  $40^{\circ}$

Atau sudut dimana pada tepi bawah lambung, *super structure* atau rumah geladak bersifat terbuka atau tidak *watertight*, akan terbenam jika sudutnya kurang dari  $0.03$  mrad diantara sudut heel  $30^{\circ}$  hingga  $40^{\circ}$

- b) Lengan penegak GZ setidaknya  $0.20$  m berada di sudut heel bernilai sama atau lebih dari  $30^{\circ}$  (dalam beberapa kasus, pengurangan sudut ini dapat ditolerir)
- c) Maksimum lengan penegak (GZ) seharusnya pada sudut heel tidak kurang dari  $30^{\circ}$  (beberapa rules  $25^{\circ}$ )
- d) Keadaan awal titik melintang metasentris tidak boleh kurang dari  $0.15$  m

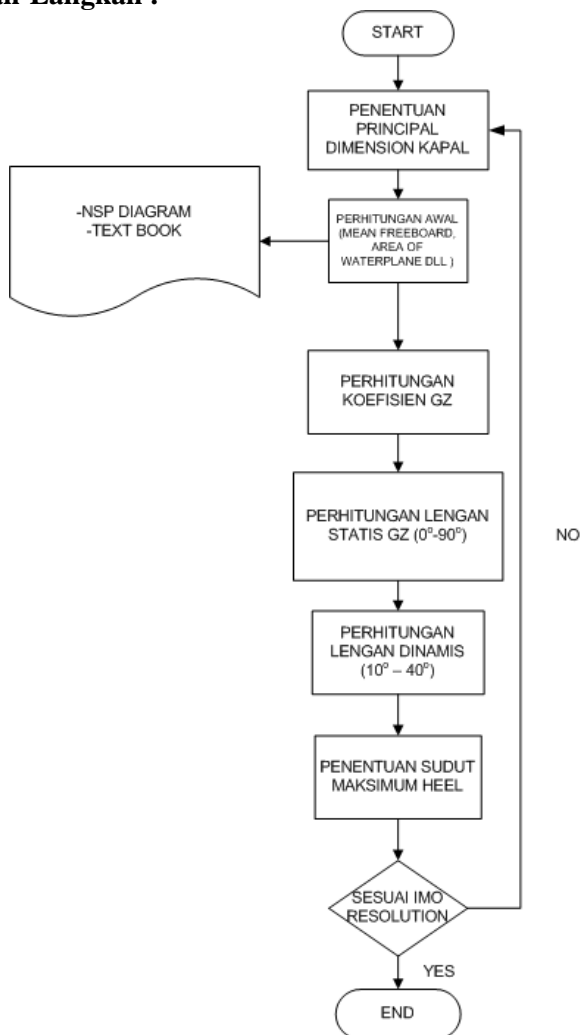
Menurut buku “*Principal of Naval Architecture*” karangan Edward V.Lewis, mengatakan bahwa stabilitas terbagi menjadi 2, yakni *intact stability* dan *damage stability*.

- *Intact stability* adalah : Stabilitas pada keadaan kapal normal (tidak terdapat kerusakan pada kapal)
- *Damage stability* adalah : Stabilitas pada keadaan kapal terdapat kerusakan atau kebocoran pada salah satu kompartemen

Pada perhitungan di skripsi ini terbatas pada perhitungan *intact stability* saja untuk memastikan stabilitas kapal saat keadaan normal.

#### IV.2.2 Pengujian Kapal LNG SPB :

##### Langkah-Langkah :



Gambar 4.7. Flowchart Stabilitas

### IV.2.3 Proses Perhitungan Stabilitas:

Stability Calculation			
COMPUTATION OF RIGHTING ARM FROM PRINCIPAL DIMENSIONS AND COEFFICIENTS			
<b>Input Data :</b> 337 FEET			
weight =	long ton		
Length =	feet		
1 feet =	0.3048	m	
L =	337.93	ft	103 m
B =	85.30	ft	26 m
Bw =	78.74	ft	24 m
H (sarat) =	17.98	ft	5.48 m
			(maximum waterline breadth = B)
D <sub>M</sub> (Depth) =	26.57	ft	8.1 m
S <sub>F</sub> =	16.40	ft	5 m
S <sub>A</sub> =	16.40	ft	5 m
D <sub>0</sub> = Δ (ton)/1.016			
=	9916.00	long ton	
L <sub>d</sub> =	length of superstructure which extend to sides of ship		
=	61.59	ft	
d =	7.87	ft	
C <sub>B</sub> =	0.9000		
C <sub>W</sub> =	0.813		
C <sub>X</sub> =	midship section coefficient at draft H = Cm		
=	0.9878		

#### Perhitungan Awal

$$\begin{aligned}
 C_{PV} &= \text{vertical prismatic coeff.} = C_b/C_w \\
 &= 1.107 \\
 A_0 &= \text{area of waterline plan at designed draft} = L \cdot B_w \cdot C_w \\
 &= 29461.72 \\
 A_M &= \text{area of immersed midship section} = B \cdot H \cdot C_x \\
 &= 1514.91 \\
 S &= \text{Mean Sheer} = (L_d \cdot d) + (0.5 \cdot L \cdot (S_F/3)) + (0.5 \cdot L \cdot (S_A/3)) \\
 &= 2332.75 \\
 A_2 &= \text{area of vertical centerline plane to depth D} = (0.98 \cdot L \cdot D_M) + S \\
 &= 11133.473 \\
 D &= \text{Mean Depth} = (S/L) + D_M \\
 &= 33.48 \\
 F &= \text{mean freeboard} = D - T \\
 &= 15.499 \\
 A_1 &= \text{area of waterline plane at depth D maybe estimate from } A_0 \text{ and nature of} \\
 &\quad \text{stations above waterline} = 1.01 \cdot A_0 \\
 &= 29756.34
 \end{aligned}$$

Pada awalnya, dimasukan nilai dari principal dimension kapal untuk mencari nilai awal seperti koefisien perismatik, *mean freeboard*, *area of waterline* dan lainnya.

**Perhitungan Koefisien GZ**

$$D_T = \Delta_0 + \left( \left( \frac{A_0 + A_1}{2} \right) \cdot \left( \frac{F}{35} \right) \right)$$

$$= 23027.66$$

$$d = \frac{\Delta_T}{2 - \Delta_0}$$

$$= 1597.83$$

$$C_W' = \frac{A_2}{L \cdot D}$$

$$= 0.984$$

$$C_X' = \frac{AM \cdot (B \cdot F)}{B \cdot D}$$

$$= -0.454$$

$$C_{PV}' = \frac{35 \cdot \Delta_T}{A_1 \cdot B}$$

$$= 0.809$$

$$C_{PV}'' = \frac{35 \cdot \Delta_T}{A_2 \cdot B}$$

$$= 0.849$$

$$C_W'' = C_W' - \frac{(140 \cdot d) \cdot (1 - C_{PV}'')}{B \cdot D \cdot L}$$

$$= 0.949$$

$$f_0 = \frac{H \cdot \left[ \left( \frac{A_1}{A_0} \right) - 1 \right]}{2 \cdot F \cdot (1 - C_{PV}')}$$

$$= -0.054$$

$$f_1 = \frac{H \cdot \left[ 1 - \left( \frac{A_0}{A_1} \right) \right]}{2 \cdot F \cdot (1 - C_{PV}'')}$$

$$= 0.056$$

$$f_2 = \text{jika } CX' \geq 0.89, \text{ maka } = 9.1 \cdot (CX' - 0.3) \text{ jika tidak } = 0$$

$$= 0$$

$$KG = 4.20 \quad (\text{beda dengan rumus buku})$$

Kemudian dari perhitungan awal tersebut, didapatkan nilai  $\Delta t$ ,  $C_W$ ,  $C_X$ ,  $C_{PV}$  dan  $KG$  data ini nantinya digunakan untuk mencari nilai dari faktor  $h$ .

• factor h1

$$f(=0) = 0.433$$

$$f(=0.5) = 0.446$$

$$f(=1) = 0.459$$

$$h1 = \text{untuk } h1, h0 \text{ dan } h2$$

$$\text{jika } 0 <= f1 < 0.5, \text{ maka } = (f=0) + [(f1-0/0.5-0)] * ((f=0.5) - (f=0))$$

$$\text{jika tidak } = (f=0.5) + [(f1-0.5)/1-0.5] * (f=1) - f=0.5$$

$$= 0.435$$

$$KG' = (D(1-h1)\Delta T - \delta)/(2\Delta 0)$$

$$= 21.90$$

$$GG' = (KG' - KG)$$

$$= 17.70$$

• factor h0

$$f(=0) = 0.554$$

$$f(=0.5) = 0.538$$

$$f(=1) = 0.529$$

$$h0 = 0.548$$

$$KB_0 = (1-h0)H$$

$$= 8.124$$

$$G'B_0 = KG' - KB0$$

$$= 13.775$$

• factor h2

$$f(=0) = 1.270$$

$$f(=0.5) = 0.457$$

$$f(=1) = 0.468$$

$$h2 = 1.270$$

$$G'B_{90} = (DT * h2 * B) / 4 * D0 - [d2 / D0 * (17.5 / (A2 - (70 * d / 8) * (1 - CPV)))$$

$$= 62.495$$

$$C_1 = 0.000$$

$$BM_0 = 0.000$$

$$CI' = 0.000$$

$$BM_{90} = (C1' * L * D3) / 35 * D0 + [(Ld * d * D2) / 140 * D0$$

$$= 0.392$$

$$GM_0 = KB0 + BM0 - KG$$

$$= 3.924$$

$$G'M_0 = KB0 + BM0 - KG'$$

$$= -13.775$$

$$G'M_{90} = -62.103$$

$$b_1 = [9 * (G'B90 - G'B0) / 8] - [(G'M0 - G'M90) / 32]$$

$$= 53.300$$

$$b_2 = (G'M0 + G'M90) / 8$$

$$= -9.485$$

$$b_3 = 3 * (G'M0 - G'M90) / 32 - 3 * (G'B90 - G'B0) / 8$$

$$= -13.739$$

Setelah mendapatkan nilai dari factor  $h_1$ ,  $h_0$ ,  $h_2$  dan nilai turunannya maka kita dapat melanjutkan mencari nilai dari lengan statis GZ (dalam satuan *feet*).

#### 19.1.4. Perhitungan Lengan Statis ( GZ [ feet ] )

$$\bullet \text{ Heel Angle ( f ) } = 0$$

$$\begin{aligned} \text{GG' sin 1f} &= \text{GG' sin}((0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 0.000 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_1 \text{ sin 2f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((2 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 0.000 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_2 \text{ sin 4f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((4 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 0.000 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_3 \text{ sin 6f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((6 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 0.000 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{GZ} &= \text{GG' sin 1f} + \text{b}_1 \text{ sin 2f} + \text{b}_2 \text{ sin 4f} + \text{b}_3 \text{ sin 6f} \\ &= 0.000 \end{aligned}$$

$$\bullet \text{ Heel Angle ( f ) } = 5$$

$$\begin{aligned} \text{GG' sin 1f} &= \text{GG' sin}((0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 1.543 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_1 \text{ sin 2f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((2 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 9.255 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_2 \text{ sin 4f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((4 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= -3.244 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_3 \text{ sin 6f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((6 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= -6.870 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{GZ} &= \text{GG' sin 1f} + \text{b}_1 \text{ sin 2f} + \text{b}_2 \text{ sin 4f} + \text{b}_3 \text{ sin 6f} \\ &= 0.684 \end{aligned}$$

$$\bullet \text{ Heel Angle ( f ) } = 10$$

$$\begin{aligned} \text{GG' sin 1f} &= \text{GG' sin}((0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 3.073 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_1 \text{ sin 2f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((2 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= 18.230 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_2 \text{ sin 4f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((4 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= -6.097 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b}_3 \text{ sin 6f} &= \text{b}_1 \text{ sin}((6 \times 0 \times \text{PI}()) / 180) \\ &= -11.898 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{GZ} &= \text{GG' sin 1f} + \text{b}_1 \text{ sin 2f} + \text{b}_2 \text{ sin 4f} + \text{b}_3 \text{ sin 6f} \\ &= 3.308 \end{aligned}$$



$$\bullet \text{ Heel Angle ( } f \text{ )} = 15$$

$$\begin{aligned} GG' \sin 1f &= GG' \sin((0^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= 4.581 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b_1 \sin 2f &= b_1 \sin((2^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= 26.650 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b_2 \sin 4f &= b_1 \sin((4^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= -8.214 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b_3 \sin 6f &= b_1 \sin((6^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= -13.739 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} GZ &= GG' \sin 1f + b_1 \sin 2f + b_2 \sin 4f + b_3 \sin 6f \\ &= 9.277 \end{aligned}$$

$$\bullet \text{ Heel Angle ( } f \text{ )} = 20$$

$$\begin{aligned} GG' \sin 1f &= GG' \sin((0^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= 6.053 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b_1 \sin 2f &= b_1 \sin((2^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= 34.260 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b_2 \sin 4f &= b_1 \sin((4^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= -9.341 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b_3 \sin 6f &= b_1 \sin((6^\circ \text{PI}()) / 180) \\ &= -11.898 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} GZ &= GG' \sin 1f + b_1 \sin 2f + b_2 \sin 4f + b_3 \sin 6f \\ &= 19.075 \end{aligned}$$

Perhitungan *heel angle* (dalam *feet*) diteruskan hingga mencapai  $90^\circ$ . dengan penambahan  $5^\circ$  setiap kenaikan sudut, setelah itu dilanjutkan dengan perhitungan lengan dinamis (*feet radian*)

**Perhitungan Lengan Dinamis (  $L_D$  [ *feet.rad* ] )**

$$\begin{aligned} \bullet \text{ h[radian]} &= (\text{karena jarak sudut yang dibuat } 5, \text{ maka} \\ &\quad \text{dimasukkan } = 5 / (180/\text{phi}) \\ &= 0.0873 \end{aligned}$$

$$\bullet L_D$$

$$\begin{aligned} 10^\circ &= \text{seperti simpson dari } 0 - 10 \text{ derajat } 1/3 * h * (a + 4 * b + c) \\ &= 0.1758 \end{aligned}$$

$$20^\circ = 1.7305$$

$$30^\circ = 5.6510$$

$$40^\circ = 10.5696$$

$$L_D \text{ Total} = 18.1269$$

### **REKAPITULASI PERHITUNGAN STABILITAS**

unit : metric

#### **Lengan Statis ( GZ [ m ] )**

##### **GZ**

0	=	0.0000
5	=	0.2086
10	=	1.0082
15	=	2.8278
20	=	5.8139
25	=	9.7839
30	=	14.2629
35	=	18.5958
40	=	22.1044
45	=	24.2480
50	=	24.7468
55	=	23.6371
60	=	21.2447
65	=	18.0873
70	=	14.7322
75	=	11.6496
80	=	9.1006
85	=	7.0900
90	=	5.3946

Data tersebut menunjukkan kesimpulan dari perhitungan lengan statis (GZ) dari 0<sup>0</sup> hingga 90<sup>0</sup> yang sebelumnya dalam feet dikonversi menjadi meter, dimana 1 feet = 0,3048 m.

**Lengan Dinamis (  $L_D$  [ m.rad ] )** **$L_D$** 

10	=	0.0536
20	=	0.5275
30	=	1.7224
40	=	3.2216

$$L_{D\text{Total}} = 5.5251$$

**Sudut Maksimum**

$$\begin{aligned} Gz \text{ max} &= \text{nilai maksimum GZ dari semua sudut } 0-90 \\ &= 24.747 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Kolom ke-} & \text{ (nilai terbesar tersebut pada kolom ke berapa)} \\ &= 11 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Heel at Gz max} & \text{ (pada sudut heel berapa)} \\ &= 50 \end{aligned}$$

**Titik**

<b>X1</b>	=	45
<b>X2</b>	=	50
<b>X3</b>	=	55
<b>Y1</b>	=	24.2480
<b>Y2</b>	=	24.7468
<b>Y3</b>	=	23.6371

**Hasil perkalian matriks**

<b>a</b>	=	-52.628
<b>b</b>	=	3.156
<b>c</b>	=	-0.032

**qmax [  $X^\circ$  ]**

$$= 49$$

Setelah mendapatkan nilai dari Perhitungan diatas, diterapkan untuk semua ukuran kapal, dengan langkah yang sama sehingga semua hitungan tersebut dicocokkan dengan standar IMO *Resolution*, untuk menentukan kelayakan stabilitas kapal yang akan berlayar dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan.

**337 Feet (Lolos Uji Stabilitas) :**

Batasan Stabilitas Menurut IMO Resolution A. 749 (18)	
Input data :	
$e$ [ m . rad ]	$GZ\ 30^\circ = 46.794$
$30^\circ = 1.722$	$\Theta_{\max} [ X^\circ ] = 49$
$40^\circ = 3.222$	$GM^0 = \text{feet} ] = 3.923982$
$30^\circ - 40^\circ = 1.499$	$[ m ] = 1.19603$
<b>• Kriteria IMO Regulation A. 749 (18)</b>	
$e_{0,30}^0 \geq 0.055 = \text{Accepted}$ $e_{0,40}^0 \geq 0.09 = \text{Accepted}$ $e_{30,40}^0 \geq 0.03 = \text{Accepted}$ $h_{30}^0 \geq 0.2 = \text{Accepted}$ $\phi_{\max} \geq 25^\circ = \text{Accepted}$ $GM^0 \geq 0.15 = \text{Accepted}$ Status = <b>OK</b>	

**134 Feet (Tidak Lolos Uji Stabilitas) :**

Batasan Stabilitas Menurut IMO Resolution A. 749 (18)	
Input data :	
$e$ [ m . rad ]	$GZ\ 30^\circ = 26.213$
$30^\circ = 0.951$	$\Theta_{\max} [ X^\circ ] = 48$
$40^\circ = 1.815$	$GM^0 = \text{feet} ] = -1.23301$
$30^\circ - 40^\circ = 0.864$	$[ m ] = -0.37582$
<b>• Kriteria IMO Regulation A. 749 (18)</b>	
$e_{0,30}^0 \geq 0.055 = \text{Accepted}$ $e_{0,40}^0 \geq 0.09 = \text{Accepted}$ $e_{30,40}^0 \geq 0.03 = \text{Accepted}$ $h_{30}^0 \geq 0.2 = \text{Accepted}$ $\phi_{\max} \geq 25^\circ = \text{Accepted}$ $GM^0 \geq 0.15 = \text{Rejected}$ Status = <b>NO</b>	

Selain perhitungan stabilitas diatas, untuk memastikan bahwa kapal SPB LNG carrier dapat berlayar di rute tersebut,

didapatkan data pendukung berupa *paper* dari Prof. Ir. Djauhar Manfaat, M.Sc., Ph.D (Dosen Teknik Perkapalan ITS), yang merancang *self propelled barge* dengan rute Kalimantan-Semarang. Pada paper tersebut menyebutkan bahwa, jenis kapal yang paling tepat untuk mengangkut logistik dari pulau Jawa (Semarang) menuju pulau Kalimantan adalah tipe kapal *barge carrier*. Atau lebih dikhususkan *Self Propelled Barge* (SPB) Carrier, mengingat beberapa kawasan pelabuhan di Kalimantan melalui jalur sungai, seperti pelabuhan Samarinda (*Trunk Port*). Sehingga kapal konvensional dipertimbangkan kembali melalui jalur tersebut dan beralih ke penggunaan kapal non konvensional seperti *self propelled barge*.

#### IV.2.4 Kesimpulan Stabilitas Kapal

Tabel 4.4 *Stability Verification Result* :

		TIPE KAPAL				
	RULES REQUIREMENT	94 FT	134 FEET	292 FEET	337 FEET	351 FEET
1	$e_{0,30}^0 \geq 0.055$	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
2	$e_{0,40}^0 \geq 0.09$	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
3	$e_{30,40}^0 \geq 0.03$	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
4	$h_{30}^0 \geq 0.2$	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
5	$\phi_{\max} \geq 25^\circ$	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
6	$GM^0 \geq 0.15$	No	No	Yes	Yes	Yes
Status		Rejected	Rejected	Accepted	Accepted	Accepted

Berdasarkan tabel 4.4, kapal yang memiliki stabilitas yang paling baik adalah kapal dengan tipe 292 feet, 337 feet dan 351 feet, sedangkan untuk kapal dengan ukuran 94 feet dan 134 feet tidak memenuhi kriteria  $GM^0 > 0.15$  dimana titik G atau (pusat gravitasi) bervariasi posisinya tergantung pada muatan. Sedangkan titik M (*Metasentrum*) adalah tergantung dari bentuk kapal, hubungannya dengan bentuk kapal yaitu lebar dan tinggi kapal, bila lebar kapal melebar maka posisi M (*Metasentrum*)

bertambah tinggi dan akan menambah pengaruh terhadap stabilitas. Sehingga kapal dengan tipe yang lolos verifikasi stabilitas tersebut, layak di masukan dalam proses optimasi.

#### **IV.3 Optimasi (Proses Iterasi) Hasil Pemilihan Kapal**

Optimasi dibutuhkan karena dalam menentukan ukuran kapal yang sesuai *demand*, berdasarkan kapal SPB *existing* yang terdapat di Indonesia yang nantinya akan dimodifikasi menjadi LNG *barge*, dikaji kembali apakah memungkinkan untuk menyewa atau membangun baru, oleh sebab itu terdapat berbagai macam alternatif yang memungkinkan untuk mendapatkan total biaya paling minimum, misalkan saja alternatif pertama menggunakan 1 buah kapal besar untuk melayani ke 3 pembangkit, alternatif kedua menggunakan 1 kapal berukuran kecil dan 1 kapal berukuran *medium* untuk melayani masing-masing ke PLTG Siantan dan 2 PLTG lainnya, dan terakhir alternatif ke 3 menggunakan 3 buah kapal dengan ukuran yang berbeda untuk melayani masing-masing ke 1 pembangkit. Setelah mendapatkan hasil bahwa tipe kapal yang terpilih adalah LNG *barge* dengan *self propeller*, maka langkah selanjutnya adalah membuat permodelan yang memungkinkan seperti dijelaskan sebelumnya, sehingga dari hasil tersebut didapatkan ukuran kapal dan jumlah kapal yang paling sesuai untuk alur distribusi LNG ke 3 pembangkit yang direncanakan, sehingga menghasilkan *cost* seminimum mungkin. Adapun untuk memecahkan masalah tersebut digunakan bantuan program aplikasi Microsoft Excel. Microsoft Excel memiliki perangkat-perangkat yang dapat dimanfaatkan untuk analisis data. Perangkat tersebut antara lain *scenario manager*, *what-if function*, *goal seek*, *toolpack analysis*, dan *solver*. Perangkat-perangkat tersebut sangat bermanfaat untuk melakukan analisis serta pemecahan suatu masalah. *Solver* merupakan salah satu perangkat tambahan (*add-in*) yang digunakan untuk memecahkan kasus yang sederhana hingga rumit yang terdapat dalam program aplikasi *solver* memungkinkan menghitung nilai yang dibutuhkan untuk

mencapai hasil yang terdapat pada satu sel atau sederetan sel (*range*). Dengan kata lain, *solver* dapat menangani masalah yang melibatkan banyak sel variabel dan membantu mencari kombinasi variabel untuk meminimalkan atau memaksimalkan nilai satu sel target. Pemodelan matematika pada *solver* merupakan sekumpulan persamaan dan pertidaksamaan dari satu atau beberapa fungsi matematika. Fungsi matematis mengandung satu atau beberapa variabel keputusan, dan fungsi membentuk tujuan serta batasan-batasan (*constraints*), dimana :

- *Decision variable* atau variabel keputusan merupakan variabel yang menggambarkan keputusan yang dibuat.
- *Objective function* atau Fungsi tujuan merupakan fungsi harapan atau kriteria yang hendak dicapai, yang kemudian dapat dimaksimalkan atau diminimalkan.
- *Constraint* atau batasan merupakan kondisi atau syarat yang membatasi nilai dari variabel keputusan yang memungkinkan.
- Daerah nilai variabel keputusan yang memenuhi semua batasan-batasan merupakan daerah solusi yang layak (*feasible space*), sedangkan solusi yang tidak memenuhi salah satu batasan merupakan solusi yang tidak layak (*infeasible space*).
- Nilai fungsi tujuan yang tidak terbatas merupakan solusi yang tidak terbatas (*unbounded solution*), dan nilai fungsi yang paling baik ada dua atau lebih merupakan disebut banyak solusi optimal (*multiple optimal solution*).

Penggunaan program *solver* akan menghasilkan tiga laporan yaitu *answer*, *sensitivity*, dan *limits*. Answer report menyajikan jawaban tentang masalah yang diproses meliputi fungsi tujuan, batasan-batasan, dan variabel keputusan. *Limits report* memberitahukan berapa banyak nilai-nilai dari sel-sel variabel dapat dinaikkan atau diturunkan tanpa melampaui batasan yang ditentukan. Untuk setiap variabel, laporan ini mendefinisikan

nilai optimal juga nilai terendah dan tertinggi yang dapat dipakai tanpa melanggar batasan-batasan yang telah ditentukan. *Sensitivity report* berisi informasi tentang sensitivitas atau kepekaan sel target berubah dalam batasan yang ditentukan. Analisis sensitivitas ini dilakukan untuk menentukan pengaruh perubahan data berdasarkan batasan untuk mendapatkan nilai-nilai yang dicari (maksimum atau minimum fungsi).

*Solver* merupakan salah satu dari *Linear programming model* yakni program yang didesain untuk menyelesaikan permasalahan dimana *equation* dan secara keseluruhan fungsi di dalamnya berbentuk model linear. Secara umum program linear terdiri dari dua bagian, yaitu: fungsi kendala dan fungsi objektif. Fungsi kendala adalah batasan – batasan (*constraint*) yang wajib dipenuhi, sedangkan fungsi objektif adalah fungsi yang nilainya akan di optimasi (di maksimumkan atau di minimumkan). Dalam program linear ini, batasan – batasan yang terdapat didalam program linear diterjemahkan terlebih dahulu kedalam bentuk perumusan matematika, yang disebut model matematis.

Dalam skripsi ini, *linear programming model* akan digunakan untuk mengoptimasi dimensi kapal, jumlah kapal yang akan digunakan, dan *roundtrip*. Untuk dapat memenuhi kebutuhan LNG di setiap pembangkit dengan pertimbangan biaya operasional dan investasi yang terendah (*minimum cost*). Input pada optimasi ini adalah kebutuhan pemenuhan LNG di masing-masing pembangkit, data kapal pembanding, kapal, harga sewa kapal LNG, total biaya operasional seperti kebutuhan bahan bakar, gaji ABK, *insurance cost*, dan lainnya.

Batasan atau *constraint* dalam optimasi ini adalah kapasitas tangki pada kapal, sehingga demand dari pembangkit terpenuhi. Variabel keputusan dari optimasi ini meliputi jumlah kapal, dimensi kapal dan banyaknya *roundtrip*. Dimana *objective functionnya* adalah total biaya investasi (*minimum cost*). Berikut peta pelayaran dari FSRU Lampung menuju ke 3 pembangkit :





Gambar 4.8. Rute Pelayaran Per Roundtrip

Tabel 4.5. Mode Rute Pelayaran Alur Distribusi

KEBUTUHAN PEMBANGKIT :			
PLTG SIANTAN	30	MW	
PLTG SAMBERA	40	MW	
PLTG PEAKER (TANJUNG)	5	MW	
TOTAL :	75	MW	
EQUAL TO :	15	MMSCFD	
EQUAL TO:	270 TPD LNG	540	M <sup>3</sup> /DAY
NOTE : 540 M <sup>3</sup> /DAY SUDAH DALAM LNG			

Tabel 4.6. *Distance* Matrix Alur Pelayaran

(In NM)	FSRU	SIANTAN	SAMBERA	PEAKING
FSRU	0	600.6	1135	1225
SIANTAN	600.6	0	1002	1092
SAMBERA	1135	1002	0	90
PEAKING	1225	1092	90	0

Berdasarkan model diatas menunjukan bahwa model tersebut membutuhkan 1 kapal untuk menyuplai LNG ke 3 PLTG

tersebut. Model tersebut dirasa paling sesuai untuk distribusi LNG ke 3 pembangkit di Kalimantan dengan biaya seminimal mungkin, karena pada pemodelan ini menggunakan biaya pembuatan kapal baru SPB Carrier, karena tidak memungkinkan untuk melakukan *charter* atau sewa, sehingga biaya pembuatan kapal menjadi *investment cost* atau biaya awal yang besar dan sangat diperhitungkan. Optimasi terhadap model tersebut dilakukan agar kita mengetahui besarnya biaya investasi dan operasional dari masing-masing model. Optimasi akan menghasilkan berapa jumlah kapal LNG barge yang dibutuhkan, roundtrip dan *otomatis* didapatkan *principal dimension* dari kapal yang digunakan.

Sebelum menyelesaikannya dengan program solver, perlu dibuat model matematisnya agar memudahkan para pembaca untuk memahami proses ini.

#### IV.3.1 Pembuatan Model Matematis Optimasi

Setelah melakukan perhitungan dengan alternatif distribusi yang memungkinkan pada penjelasan sebelumnya, maka didapatkan pemodelan optimasi yang paling ekonomis adalah dengan menggunakan 1 buah kapal LNG *barge* dimana dengan asumsi membangun kapal baru berdasarkan data *real* di lapangan, karena belum memungkinkan untuk menyewa kapal LNG SPB di Indonesia.

Untuk memudahkan dalam penentuan formula optimasi, hal yang perlu dilakukan adalah pemetaan terhadap aspek-aspek yang berpengaruh dalam proses optimasi penjadwalan *trip* kapal serta biaya minimum dari kapal yang terpilih dalam optimasi yang dilakukan. Dalam kajian penelitian ini tujuan utamanya adalah menentukan kebutuhan kapal dalam setiap *trip* nya dan kapasitasnya.

#### *Input*

*Objective function* dibuat *trace* nya sehingga bisa ditelusuri total *cost* nya didapatkan dari data apa saja, semisal didapatkan

dari biaya sewa kapal + biaya gaji ABK + *cost* bahan bakar dan seterusnya, sehingga data tersebut dapat disimpulkan melalui tabel 4.7 berikut ini :

Tabel 4.7. Input Proses Optimasi

INPUT	
UKURAN KAPAL	
292 FEET SHIP	
LPP	89.3
B	24
H	5 meter
T	7
337 FT SHIP	
LPP	103
B	26 meter
H	8.1
T	5.48
351 FEET SHIP	
LPP	107.63
B	30 meter
H	9
T	6.5

Tabel 4.7 menjabarkan tentang 3 ukuran utama kapal (93 *feet*, 337 *feet* dan 351 *feet*) yang telah lolos dari uji stabilitas kapal,

adapun kapal tersebut memiliki data seperti ukuran panjang (L), lebar (B), tinggi (H) dan sarat (T). Data utama kapal tersebut pada umumnya dikenal dengan *principal dimension* kapal

Tabel 4.8. Data Pendukung Kapal

Barge Capacity (Ton)		
292 ft Ship	3600	Ton
337 ft Ship	4800	
351 ft Ship	6400	
Barge Capacity (m <sup>3</sup> )		
292 ft Ship	7200	m <sup>3</sup>
337 ft Ship	9600	
351 ft Ship	12800	
Ship Loading/Unloading data		
292 ft Ship	12	Hours
337 ft Ship	12	
351 ft Ship	12	
Ship Speed		
292 ft Ship	10	Knot
337 ft Ship	10	
351 ft Ship	10	

Tabel 4.8 menjelaskan data lainnya yang dibutuhkan untuk input dalam proses ini, dimana perlunya diketahui kecepatan dinas dan waktu bongkar muat dari masing-masing kapal, terutama kapasitas muatan yang berbeda dari setiap ukuran kapal.

Tabel 4.9. *Demand dan Economic Data*

<b>Demand Capacity</b>		
<b>Siantan</b>		
Kapasitas Pembangkit	30	MW
Setara Dengan	6	MMSCFD
Setara Dengan	45990	TPY
Setara Dengan	126	TPD
<b>Sambera</b>		
Kapasitas Pembangkit	40	MW
Setara Dengan	8	MMSCFD
Setara Dengan	61320	TPY
Setara Dengan	168	TPD
<b>Peaking</b>		
Kapasitas Pembangkit	5	MW
Setara Dengan	1	MMSCFD
Setara Dengan	7665	TPY
Setara Dengan	21	TPD
<b>Economic Data</b>		
Average crew cost	27,285	US\$/month
insurance cost	5.00	US\$/Ton
loan payment method	10	Year
unit port charge	5.5	US\$/Ton

Dilanjutkan

Tabel 4.9 menunjukan *demand* atau kebutuhan yang harus dipenuhi dari setiap pembangkit dan data keekonomian yang dibutuhkan untuk biaya operasional kapal semisal jumlah ABK dan biaya gaji ABK , biaya asuransi kapal, biaya pajak pelabuhan, dan daya dari main engine+kebutuhan HFO dan MDO+waktu pelayaran akan menghasilkan biaya bahan bakar kapal, dimana umunya hampir separuh biaya operasional kapal merupakan hasil dari biaya bahan bakar kapal.

Lanjutan Tabel 4.9

Ship crew		
292 ft Ship	19	Person
337 ft Ship	19	
351 ft Ship	19	
Ship main engine Power		
292 ft Ship	1920	kw
337 ft Ship	2400	
351 ft Ship	2880	
Ship main engine MFO		
292 ft Ship	19.81	Ton/day
337 ft Ship	24.77	
351 ft Ship	29.72	
Ship main engine MDO		
292 ft Ship	2.97	Ton/day
337 ft Ship	3.72	
351 ft Ship	4.46	
MFO & MDO Price		
MFO Price	700	US\$/Ton
MDO	904	
Voyage Data		
annual Docking	3	Day
emergency miantenance	2	

Data diatas akan dianalisa sekaligus ditentukan aspek apa saja yang mempengaruhi timbulnya total biaya operasi pelayaran. Berikut akan dijelaskan lebih terperinci mengenai masing-masing variabel berupa tata nama simbol matematis dan perumusan masing-masing variabel:

Beberapa simbol matematis yang nantinya akan dijelaskan lebih lanjut, terlebih dahulu ditentukan sebagai berikut :

- $INV_{ijk}$  = *Investment of ship* (biaya pembuatan kapal SPB).  
 $D_{eff}$  = waktu kapal beroperasi dalam setahun (dalam hari).  
 $S_{ij}$  = jarak dari  $i$  ke pembangkit  $j$ .  
 $V_k$  = kecepatan kapal  $k$  saat membawa muatan.  
 $CS_{ijk}$  = *cargo ship capacity* yang dibawa dari  $i$  ke  $j$  oleh kapal.  
 $L_k$  = waktu *loading & unloading* kapal  $k$ .  
 $DW_k$  = DWT Kapal.  
 $RTD_{ijk}$  = akumulasi waktu *round trip* kapal  $k$  dalam hari dari  $i$  ke  $j$ .  
 $RTY_{ijk}$  = akumulasi waktu *round trip* kapal  $k$  dalam setahun dari  $i$  ke  $j$ .  
 $V_{ijk}$  = *trip* yang dilakukan kapal  $k$  untuk memenuhi *demand* selama 1 tahun dari  $i$  ke  $j$ .  
 $DM_j$  = kebutuhan di pembangkit  $j$ .  
 $SS_j$  = *safety stock* di pembangkit  $j$ .  
 $P_{port}$  = biaya pelabuhan  
 $N_{HFO}$  = konsumsi HFO kapal  
 $N_{MDO}$  = konsumsi MDO kapal  
 $P_{HFO}$  = harga HFO  
 $P_{MDO}$  = harga MDO  
 $M_k$  = kapasitas maksimal tangki kapal  $k$

Penentuan jarak dari FSRU yang telah dibangun menuju 3 PLTG erat kaitannya dengan penentuan *trip* suatu kapal. *Round Trip Day* (RTD) merupakan waktu yang diperlukan oleh kapal untuk melakukan satu kali perjalanan dari FSRU Lampung menuju ke masing-masing pembangkit. Pada model skenario diatas telah dijelaskan mengenai kombinasi jarak berdasarkan pemodelan distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju PLTG Siantan, Sambera dan Tanjung Peaking. Dimana jarak tersebut didapatkan dari website: (<http://searates.com>)

### ***Round Trip Day (RTD)***

*Voyage data* atau yang disebut juga dengan *Round Trip Day* (RTD) adalah waktu yang diperlukan oleh suatu kapal untuk melakukan satu kali perjalanan hingga kembali ke FSRU Lampung. Perjalanan dari FSRU Lampung di labuan maringgai menuju ke tiga *pembangkit* yaitu, PLTG Siantan, PLTG Sambera dan PLTG Peaking tergantung alur distribusi diatas . Dalam perhitungan RTD ada beberapa aspek yang perlu diperhatikan, yaitu *time at sea per round trip*, dan *loading unloading time*. Sehingga bila dimasukkan ke dalam model matematis menjadi:

$$RTD_{ijk} = searime_{ijk} + port\ time_{ijk} \quad (4.29)$$

*Searime* yang dimaksud adalah waktu yang diperlukan untuk menempuh jarak  $S_{ij}$  dengan kecepatan  $V_k$ . Berikut penjelasan dalam pemodelan matematis :

$$Searime_{ijk} = \frac{S_{ij}}{V_k} \quad (4.30)$$

Sedangkan *port time* yang dimaksud adalah waktu yang diperlukan untuk melakukan bongkar muat *storage tank* LNG pada *loading terminal* dan *receiving terminal*. Aspek yang mempengaruhi dalam perhitungan bongkar muat adalah kapasitas *storage tank* yang dibawa oleh kapal LNG sebesar  $CS_{ijk}$  dan waktu bongkar muat *storage tank* sebesar  $L_k$ . Berikut penjelasan matematis dari *port time*.

$$Port\ time_{ijk} = 4 * \left[ \frac{CS_{ijk}}{L_k} \right] \quad (4.31)$$

### **Harga Bahan Bakar Kapal (*bunkering cost*)**

Sebelum harga bahan bakar pada kapal, hal yang sangat berpengaruh adalah daya mesin yang digunakan dan *specific fuel oil consumption* (SFOC) yang biasanya disertakan dalam katalog spesifikasi mesin (*engine guide*).



Setelah mengetahui daya mesin yang digunakan beserta SFOC, langkah selanjutnya adalah menghitung harga total bahan bakar yang dalam hal ini terdapat 2 jenis bahan bakar yang digunakan yaitu *Heavy Fuel Oil (HFO)* dan *Marine Diesel Oil (MDO)*. Untuk lebih jelasnya akan dijelaskan melalui model matematis berikut :

$$\text{Biaya untuk HFO}_{ijk} = N_{HFOijk} * RTY_{ijk} * P_{HFO} \quad (4.32)$$

$$\text{Biaya untuk MDO}_{ijk} = N_{MDOijk} * RTY_{ijk} * P_{MDO} \quad (4.33)$$

Dalam hal ini *bunkering cost* yang dimaksud adalah harga total bahan bakar yang digunakan pada satu kapal untuk waktu trip selama satu tahun.  $P_{HFO}$  dan  $P_{MDO}$  harganya telah ditetapkan oleh pemerintah (harga rata-rata dalam beberapa tahun). Berikut ini merupakan data harga HFO dan MDO di kawasan asia tenggara khususnya di Indonesia dan Singapura :



Gambar 4.9. *HFO in US\$/metric ton*  
(Sumber: [www.bunkerworld.com/prices/](http://www.bunkerworld.com/prices/))



Gambar 4.10. MDO in US\$/metric ton  
(Sumber: [www.bunkerworld.com/prices/](http://www.bunkerworld.com/prices/))

### Batasan / Constraint

*Constraint* adalah batasan dari skenario yang dirancang, guna mendapatkan nilai yang maksimal. *Constraint* dibuat dengan tujuan agar kombinasi kapal yang terpilih nantinya akan layak digunakan dalam skenario. Diantaranya adalah :

- Kapasitas muatan yang diangkut  $\geq$  kapasitas *demand* sudah termasuk *safety stock*. (dalam satu roundtrip)
- Jumlah akumulasi muatan yang diangkut dalam satu tahun  $\geq$  dibandingkan dengan kebutuhan pembangkit listrik dalam setahun.
- Waktu beroperasi kapal untuk memenuhi *demand* dalam setahun  $\leq$  waktu *available* kapal untuk beroperasi dalam setahun (setelah dikurangi *maintenance* kapal)

Hal ini dilakukan untuk menghindari kekosongan persediaan gas untuk kebutuhan pembangkit dalam beberapa waktu. Hal ini erat kaitannya dengan waktu *trip* kapal untuk mencapai pembangkit (*round trip day*).

- *Total Round Trip*  $\leq$  waktu total operasi kapal dalam satu tahun.

*Total Round Trip* yang dimaksud adalah jumlah akumulasi waktu yang diperlukan suatu kapal untuk mendistribusikan gas dalam 1 tahun. Kapal yang memiliki waktu total *Round Trip* (setahun) melebihi dari total waktu operasi kapal setahun tidak akan terpilih. Waktu total operasi kapal disini tidak termasuk *maintenance* kapal seperti *docking* dan lainnya.

#### IV.3.1.1 Pemodelan Alur Distribusi

Pada tahap ini akan dilakukan pemodelan untuk mengetahui bagaimana alur distribusi LNG dari FSRU hingga terminal penerima. nantinya akan didapatkan *cost function* yang berbeda untuk tiap modelnya. Pemodelan alur distribusi ini dibagi menjadi dua, yaitu pemodelan alur pelayaran dan pemodelan matematis. Untuk lebih jelasnya mengenai model gambar alur dan model matematis, akan dijelaskan sebagai berikut :

##### Pemodelan alur pelayaran :

##### Model Yang Dirancang :



Pada model yang dirancang, menggunakan 1 buah kapal untuk berlayar dari FSRU Lampung, menuju 3 pembangkit, kapal SPB 1 akan berlayar melayani 3 pembangkit sekaligus yakni PLTG Siantan, Sambera, dan Peaking sehingga didapatkan roundtrip kapal per tahun nya. Dari ketiga model diatas akan dianalisa berdasarkan total cost yang dikeluarkan, nantinya akan dipilih model yang memiliki total cost terendah (*objective function minimum*).

### Pemodelan matematis :

Seperti yang dijelaskan sebelumnya, model matematis digunakan dalam perhitungan optimasi berdasarkan model gambar alur yang telah dibuat sebelumnya. Dalam model matematis ada beberapa aspek yang diperlukan dalam perhitungan optimasi ketiga model di atas. Berikut akan dijelaskan mengenai pemodelan matematis yang akan digunakan dalam perhitungan optimasi.

*Total freight cost = (Investment on Ship) + (4\*Port Charge) + Bunker Consumption Cost + Crew cost + Insurance cost*

1. *Investment cost on ship = DWT Kapal\*Cost Of Steel Weight (US\$/Ton)*

- *Investment cost per year =  $DW_k * INS_{ijk}$  (4.34)*

2. *Biaya Pelabuhan = 4\*Port cost ij \* Cargo Ship capacity<sub>ijk</sub> \* Voyage<sub>ijk</sub>*

- *$P_{port} = 4 * (P_{port} * CS_{ijk} * V_{ijk})$  (4.35)*

3. *Bunker consumption cost = bunker consumption \* Round trip per year \* bunker cost*

- *$RTD_{ijk} = Sea\ time_{ijk} + port\ time_{ijk} + Slack_{ijk}$  (4.36)*

- *$Seatime_{ijk} = \frac{S_{ij}}{V_k}$  (4.37)*

- *$Porttime_{ijk} = \left[ 4 * \frac{CS_{ijk}}{L_k} \right] + Slack\ time\ ijk$  (4.38)*

- *$RTY_{ijk} = Voyage_{ijk} * RTD_{ijk}$   
 $- V_{ijk} = \frac{Dm_j}{CS_{ijk} - SS_j}$  (4.39)*

- *$Bunkering\ HFO_{ijk} = N_{HFOijk} * RTY_{ijk} * P_{HFO}$  (4.40)*

- *$Bunkering\ MDO_{ijk} = N_{MDOijk} * RTY_{ijk} * P_{MDO}$  (4.41)*

4. *Insurance Cost = Cargo ship capacity<sub>ijk</sub> \* Ins. Cost<sub>ij</sub> \* RTY<sub>ijk</sub>*

- *$Insurance\ cost = CS_{ijk} * Pins_{ij} * RTY_{ijk}$  (4.42)*

Fungsi tersebut digunakan untuk mencari total biaya yang terjadi dalam satu kali pengapalan yang nantinya diperlukan untuk menghitung *total cost* untuk model yang telah dibuat sebelumnya. Sedangkan untuk mencari biaya minimum adalah melalui kombinasi yang terjadi dengan memilih hasil pengapalan yang mempunyai nilai terkecil.

Dari model matematis yang telah disusun di atas, lalu ditulis dalam bentuk linear yang nantinya akan ditentukan fungsi tujuan (*objective function*) dan batasan masalahnya (*constraint*). Berikut adalah bentuk algoritma dari total *freight cost* :

$$\begin{aligned}
 &= [INV_{ijk}] + 4 * \left[ P_{port} * C_{sijk} \left[ \frac{DM_j}{CS_{ijk-ssj}} \right] \right] + \\
 &\left[ \left[ \left[ \frac{S_{ij}}{V_k} \right] + 4 * \frac{CS_{ijk}}{L_k} \right] * \left[ \frac{DM_j}{CS_{ijk-ssj}} \right] \right] [NHFO_{ijk} * PHFO] + \\
 &[NMDO_{ijk} * PMDO] + [CS_{ijk} * Pin_{vijk} * RTY_{ijk}] \quad (4.43)
 \end{aligned}$$

#### IV.3.2 Analisa pola distribusi dan optimasi

Pada penelitian kali ini akan dibuat tiga model distribusi dari FSRU Lampung menuju ketiga PLTG yang akan disuplai yaitu PLTG Siantan di Pontianak, PLTG Sambera di Samarinda, dan PLTG Peaking di Kutai Kartanegara, yang memiliki rute distribusi yang berbeda dengan menggunakan kapal LNG. Sebagai bahan pertimbangan akan digunakan 4 tipe kapal SPB LNG dengan berbagai dimensi kapal, kecepatan, lama bongkar muat, dan konsumsi bahan bakar. Hal ini akan mempengaruhi optimasi yang paling optimum dikarenakan perbedaan variabel yang dimiliki masing-masing kapal.

Pada model ini akan menggunakan satu kapal yang akan mendistribusikan LNG ke 3 tempat sekaligus, yakni PLTG Siantan, PLTG Sambera dan PLTG Peaking.

#### IV.3.2.1 Optimasi Model Terpilih

Model yang di desain hanya menggunakan 1 buah kapal. Karena faktor *investment* dimana kapal SPB belum ditemukan nya harga sewa kapal untuk mengangkut LNG, jadi biaya *investment* jatuh pada pembuatan kapal baru. Sebelum melakukan perhitungan optimasi, ada beberapa data yang menjadi acuan untuk melakukan perhitungan optimasi, beberapa diantaranya adalah :

- Sumber LNG :
  - FSRU Lampung
- PLTG (*Demand*) :
  - PLTG Siantan
  - PLTG Sambera
  - PLTG Peaking
- Kapal LNG :
  - 292 *feet*
  - 337 *feet*
  - 351 *feet*

Dengan memasukkan data berdasarkan jenis kapal, *investment ship cost*, konsumsi bahan bakar, kombinasi jarak rute kapal, harga jenis bunker serta biaya *port charge*, maka dapat dihitung besarnya biaya tetap (*fixed cost*) dan *variable cost* untuk setiap kapal. Berikut akan dijelaskan langkah-langkah untuk menyelesaikan tiap tahap untuk beberapa kapal yang tersedia :

#### *Round Trip per Year*

- $RTD_{ijk} = sea\ time_{ijk} + port\ time_{ijk} + slack\ time_{ijk}$ 
  - $Sea\ time_{ijk} = \frac{S_{ij}}{V_k}$  (4.44)
  - $Port\ time_{ijk} = \left[ 4 * \frac{CS_{ijk}}{L_k} \right] + Slack\ time_{ijk}$  (4.45)

$$\blacksquare \quad RTY_{ijk} = Voyage_{ijk} * RTD_{ijk} \quad (4.46)$$

$$\blacksquare \quad V_{ijk} = \frac{DM_j}{C_{ijk} - SS_j} \quad (4.47)$$

Tabel 4.10. Kebutuhan PLTG Harian

<b>KEBUTUHAN PEMBANGKIT :</b>			
PLTG SIANTAN	<b>30</b>	MW	
PLTG SAMBERA	<b>40</b>	MW	
PLTG PEAKER (TANJUNG)	<b>5</b>	MW	
<b>TOTAL</b>	<b>75</b>	MW	
<i>EQUAL TO</i>	<b>15</b>	MMSCFD	
<i>EQUAL TO</i>	<b>270</b>	TPD LNG	<b>540</b> M <sup>3</sup> /DAY

Untuk memasok LNG pada PLTG diatas, dibutuhkan sebesar 15 mmscfd (satuan energi) *natural gas* dalam satu hari, sehingga menurut tabel konversi dimana 100 mmscfd gas setara 2100 TPD LNG, sehingga untuk mencari kebutuhan LNG dalam sehari : 15/100 dikalikan 2100 TPD, didapatkan 270 TPD LNG, 270 TPD setara dengan 540 m<sup>3</sup>/hari. Untuk kebutuhan LNG di 3 pembangkit dalam setahun, didapatkan hasil seperti berikut :

-Kebutuhan Harian : 270 TPD setara dengan 540 m<sup>3</sup>/hari.

-Kebutuhan Tahunan : 98.550 TPY setara 197.100 m<sup>3</sup> /tahun.

Tabel 4.11. Round Trip per Tahun Model Terpilih

Time Per Year		
292 feet Ship	Siantan, Sambera & Peaking	Unit
Operating day per year	360	days
Time at sea per round trip	408.00	hours
Total time taken for one round trip (+ Offloading)	408.00	hours
337 feet Ship	Siantan, Sambera & Peaking	Unit
Operating day per year	360	days
Time at sea per round trip	408.00	hours
Total time taken for one round trip (+Offloading)	408.00	hours
351 feet Ship	Siantan, Sambera & Peaking	Unit
Operating day per year	360	days
Time at sea per round trip	408.00	hours
Total time taken for one round trip (+ Offloading)	408.00	hours

*Roundtrip* kapal tidaklah cukup untuk menunjukkan bahwa kapal jenis mana yang akan memberikan nilai *cost function* paling rendah. Ada beberapa faktor yang mempengaruhi pada *operating cost* antara lain:

- Gaji ABK
- Biaya bahan bakar kapal (MFO dan MDO)
- Biaya investment kapal (pembuatan kapal)
- Biaya pelabuhan ( *port charge*)
- Biaya asuransi (*insurance cost*)



### Batasan atau *Constraint Model*

Batasan masalah dibuat bertujuan agar kapal yang dipilih nantinya *feasible* atau layak digunakan dalam pemodelan ini. Adapun batasan yang dibuat pada model 1 adalah mengenai besaran muatan yang akan diangkut oleh kapal, dan total waktu yang ditempuh oleh kapal dalam satu tahun. Dari batasan masalah ini nantinya akan terpilih satu jenis kapal pembanding yang *feasible* untuk melayani permintaan gas di 3 pembangkit tersebut, berikut constraint yang ditetapkan:

Tabel 4.12. *Constraint model*

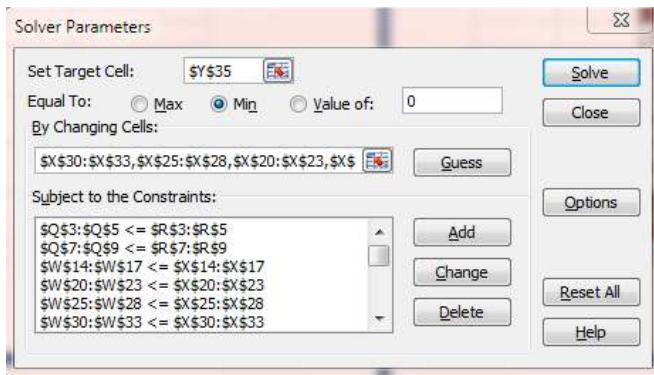
CONSTRAINT				
DEMAND PER YEAR	Min Value	g(x)	Max value	unit
PLTG Required Siantan, Sambora, Peaking	98,550	100,800	197,100	Ton / year

Operating day	Min Value	g(x)	Max value	unit
Ship Roundtrip in Hours	1	8,568	8,640	hours/ year

#### Jumlah Kapal = 1 Unit

Kapasitas Minimal Kapal	Min Value	g(x)	Max Value	Unit
Ship Carrying Capacity Siantan, Sambora, Peaking	4590	4,800	7,000	ton/roundt rip

Langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan pemilihan jumlah dan dimensi kapal yang digunakan untuk melayani *demand* yang telah ditentukan dengan menggunakan *add in excel solver*. Dari sini akan terpilih kapal mana yang *feasible* untuk tiap rute yang kemudian di dapatkan biaya transportasi pendistribusian LNG dari FSRU menuju ketiga PLTG yang telah ditentukan.

Gambar 4.11. *Solver Add in* Pada Microsoft Excel

Dari perhitungan algoritma program *solver*, untuk model 3 didapatkan hasil 1 jenis kapal yang *feasible* untuk rute yaitu kapal dengan kapasitas 337 Feet berjumlah 1 buah. Berikut akan ditampilkan tabel output yang menunjukkan perhitungan output dari model 3 :

Tabel 4.13. *Output* dari Proses Optimasi

OUTPUT				
Siantan, Sambera, Peaking	Min Value	$g(x)$	max value	unit
292 feet Ship	0	0	100	unit
337 feet Ship	0	1	100	unit
351 feet Ship	0	0	100	unit

Dilanjutkan

Lanjutan Tabel 4.13

Round Trip				
Siantan, Sambera, Peaking	Min Value	g(x)	max value	unit
292 feet Ship	0	0	1000	Times/year
337 feet Ship	0	21	1000	Times/year
351 feet Ship	0	0	1000	Times/year
Objective Function				
Total Investasi + Annual Operation			\$	35,436,889

Dari data tersebut dapat diketahui bahwa kapal yang paling *feasible* digunakan untuk distribusi gas dari FSRU menuju ketiga *demand* yang telah ditentukan adalah kapal 337 Feet. Dengan uraian *total operating cost* sebagai berikut:

Tabel 4.14. *Operating Cost Model*

Operating Cost		
MFO Cost Per Year	Siantan, Sambera & Peaking	Unit
292 feet Ship	-	US\$/Year
337 feet Ship	5,461,344	US\$/Year
351 feet Ship	-	US\$/Year
MDO Cost Per year	Siantan, Sambera & Peaking	Unit
292 feet Ship	-	US\$/Year
337 feet Ship	1,057,940	
351 feet Ship	-	

Dilanjutkan

Lanjutan Tabel 4.14 :

<b>Crew Cost Per Year</b>	<b>Siantan, Sambera &amp; Peaking</b>	<b>Unit</b>
292 feet Ship	-	US\$/Year
337 feet Ship	327,429	US\$
351 feet Ship	-	US\$/Year
<b>Port Charge</b>	<b>Siantan, Sambera &amp; Peaking</b>	<b>Unit</b>
292 feet Ship	-	US\$/Year
337 feet Ship	2,290,596	US\$/Year
351 feet Ship		US\$/Year

Lanjutan Tabel 4.14

<b>Insurance Cost</b>	<b>Siantan, Sambera &amp; Peaking</b>	<b>Unit</b>
292 feet Ship	-	US\$/Year
337 feet Ship	49,580	US\$/Year
351 feet Ship	-	US\$/Year
<b>Ship Investment</b>	<b>Siantan, Sambera &amp; Peaking</b>	<b>Unit</b>
292 feet Ship	-	US\$
337 feet Ship	26,250,000	US\$
351 feet Ship	-	US\$

Tabel 4.15. *Total Operating Cost*

<b>Total Operating Cost</b>	<b>Siantan, Sambera &amp; Peaking</b>	<b>Unit</b>
292 feet Ship	-	US\$/Year
337 feet Ship	35,436,889	US\$/Year
351 feet Ship	-	
<b>Total Ship Cost</b>	<b>35,436,889</b>	<b>US\$</b>

Dengan distribusi LNG menggunakan model tersebut, akan menghasilkan biaya total transportasi minimum sebesar : US\$ 35.436.889 (sekitar 489 miliar dalam *rate* 13.800 rupiah).

#### **IV.3.3 Kesimpulan Optimasi :**

Berdasarkan data pada model diatas didapatkan biaya distribusi LNG paling hemat dengan total operating cost sebesar : US\$ 35.436.889 (sekitar 489 miliar setahun dalam rupiah tahun 2016). Dan terpilih total 1 kapal berukuran 337 feet untuk 21 kali roundtrip dalam setahun.

#### **IV.4 Conceptual Design Kapal Terpilih**

Seperti yang telah dijelaskan di dalam bagian dasar teori, bahwa akan digunakan tiga alternatif dalam pengerjaan skripsi ini. Tiga alternatif kapal yang akan dipilih merupakan alternatif yang paling mungkin apabila akan digunakan pada distribusi LNG Lampung-Kalimantan. Namun, alternatif yang dipilih adalah yang paling sesuai dan paling cocok dengan kriteria-kriteria yang diberikan.

##### **IV.4.1 Lines Plan**

Lines plan merupakan gambar teknik kapal yang menunjukkan potongan bentuk badan kapal dibawah sarat permukaan air, adapun lines plan dibagi menjadi 3 pandangan, yakni *sheer plan* (pandangan kapal dari samping), *body plan* (kapal tampak depan), dan *half breadth plan* (tampak atas kapal).

*Body plan* merupakan proyeksi bentuk potongan – potongan badan kapal secara melintang pada setiap station dilihat dari depan atau belakang. Potongan – potongan badan kapal ini dibentuk berdasarkan data – data yang didapat. Prinsip penggambaran pada *body plan* yaitu bahwa terdapat dua garis lurus dan satu garis lengkung. Dua garis lurus pada *body plan* yaitu *water line* dan *buttock line* sedang garis lengkungnya yaitu penggambaran setiap station.

*Half breadth* merupakan gambar irisan dari badan kapal bila dilihat dari atas pada tiap garis air (water line). Gambar *half breadth plan* ini adalah suatu gambar proyeksi dua dimensi dari bidang kapal secara horizontal memanjang jika dilihat dari atas pada setiap garis air (water line). Gambar *half breadth* merupakan proyeksi dari body plan. Dari gambar ini nantinya bisa kita ketahui bentuk badan kapal yang kita rencanakan sudah *stream line* atau belum.

Gambar *sheer plan* atau *buttock plan* adalah gambar irisan dari bentuk badan kapal apabila dilihat dari samping untuk setiap buttock line. Jadi bisa disebut *sheer plan* adalah potongan – potongan bentuk kapal secara vertikal memanjang. Gambar ini bertujuan untuk mengetahui bentuk kapal apabila dilihat dari samping kapal. Penggambaran dari gambar ini berdasarkan data yang diperoleh dari gambar *half breadth plan*.

Ada banyak metode dalam perancangan lines plan, seperti metode NSP diagram, sedangkan dalam memudahkan pengerjaan rencana garis ini, digunakan bantuan *software* MAXSURF.

#### IV.4.1.1 Pembuatan *Lines Plan* Dengan *Maxsurf*

Pertama tama kita harus menentukan *principal dimension* dari kapal yang akan kita rancang. Principal dimension kapal yang terancang telah didapatkan dari data hasil optimasi dengan program solver, optimasi dilakukan berdasarkan data 4 kapal pemanding, sehingga didapatkan data sebagai berikut:

Tipe Kapal	:	<b>SPB LNG CARRIER</b>
Panjang (Lpp)	:	337 ft/103 meter
H ( <i>Depth</i> )	:	8.1 meter
B (Breadth)	:	26 meter
Sarat air (T)	:	5.4 meter
Kecepatan dinas (Vs)	:	10 knot

No. Register (Register No.) : <b>10597</b> Nama Kapal (Name of Ship) : <b>GRACE OCEAN</b> Status : <b>DICABUT (WITHDRAWN)</b> Material : <b>BAJA (STEEL)</b> Pemilik (Owner) : <b>JAYA SAMUDRA KARUNIA, PT.</b> <b>BAPINDO PLAZA, MANDIRI TOWER 15TH FL.</b> <b>JL JEND. SUDBIRMAN KAV.54-55</b> <b>JAKARTA</b> Pelabuhan Pendaftaran (Port Of Register) : <b>JAKARTA</b> Bendera (Flag) : <b>INDONESIA</b> Dual Kelas (Dual Class) : <b>ABS</b> Tanda Kelas & Notasi Lambung (Class of Hull) : <b>A100 P</b> - SELF PROPELLED BARGE Instalasi Pendingin (Refrigerator Install) : C/M/S/C/S Tgl. Masuk BKI (Date of Entry Class BKI) : <b>26-3-2007</b> Pembaruan ke (No. of Renewal) : Status Pending :	No. SMO (SMO No.) : <b>9437036</b> Nama Sebelumnya (Former Ship Name) : Jenis Kapal (Kind Of Ship) : <b>SELF PROPELLED BARGE</b> Operator : <b>JAYA SAMUDRA KARUNIA, PT.</b> <b>BAPINDO PLAZA, MANDIRI TOWER 15TH FL.</b> <b>JL JEND. SUDBIRMAN KAV.54-55</b> <b>JAKARTA</b> Tanda Pengenal (Distinctive Number) : <b>YBXB</b> Ex. Dual Kelas (Former Dual Class) : Tanda Kelas & Notasi Mesin (Class Of Machine) : <b>SM</b> Bangunan (Building) : <b>BARU (NEW)</b> Tgl. Mulai Klas (Initial Class Period) : <b>25-3-2007</b> Tahunan ke (No. of Annual) : Ship Category : Domestic
<b>DATA LAMBUNG :: HULL DATA</b>	
Galangan (Shipbuilder) : <b>PT. TRI KARYA ALAM SHIPYARD</b> Lokasi (Place of Build) : <b>BATAM</b> Tanggal Pelepasan (Date of Launch) : <b>17-2-2007</b> LOA (m) : <b>103</b> LBP (m) : <b>103</b> LT (mm) : <b>2614</b> GT : <b>5877</b> T (m) : <b>5.48</b> J. Geladak (No. of Decks) : <b>2</b> Ukuran Paika (Size of Hatchways) : J. Selat Memanjang (No. of Long Bulkheads) : <b>11</b> G & Pang. Rantai Jangkar (G & L. of Anchor Chain) : <b>52/522.5</b> J. & Kap. Crane (No. & Cap. of Crane) : <b>- X - T</b>	Tahun Bangun (Year of Build) : <b>2007</b> BUILD (m) : <b>26</b> PRULD (m) : <b>8.1</b> NT : <b>1764</b> DWT (tons) : <b>9916.3</b> J. Ruang / Tangki Muat (No. of Hold / Tank) : J. Paika (No. of Hatchways) : J. Selat Memanjang (No. of Long Bulkheads) : <b>2</b> J. & Berat Jangkar (No. & Weight of Anchor) : <b>3/3540</b>

Gambar 4.12. Data Kapal Pembanding BKI

Ada beberapa cara dalam mendesain lines plan menggunakan maxsurf, salah satunya adalah dengan cara manual atau menggunakan data bentuk kapal yang telah disediakan pada sample program maxsurf, adapun cara yang saya gunakan pada skripsi ini dengan menggunakan cara manual atau penyatuan pelat-pelat kapal kemudian di *assembly* menjadi satu, sedangkan cara kedua dengan menggunakan ukuran kapal yang sudah ada, kemudian mengubah ukuran utama kapal dan merapikan garis dengan menggeser *control point*. Sehingga semua bagian pelat kapal tertutupi dengan pelat, adapun dalam penggunaan maxsurf harus dipastikan semua koordinat terhubung satu sama lain sehingga tidak ada celah dalam pelat kapal, yang dapat dilihat pada menu *rendering 3D perspective view*.

### Langkah 1 :

Setelah membuka Program Maxsurf, dari menu File pilih Open dan buka sample design yang telah disediakan oleh Maxsurf pada drive folder terinstal, di bagian *sample design*.



Gambar 4.13. *Ship design with maxsurf*

Dipilih tipe kapal ship2.msdl karena tipe ini tidak memiliki *bulbous bow*.

**Langkah 2 :** Klik data kemudian pilih units, ukuran yang dipakai untuk panjang adalah “meter” dan berat adalah “ton”.

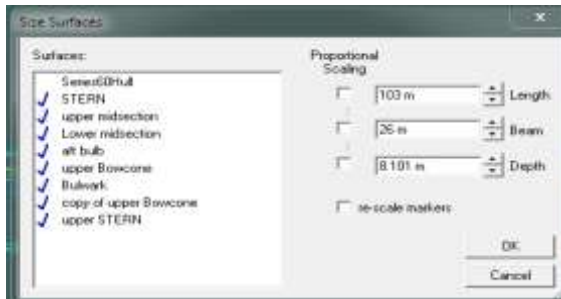


Gambar 4.14. *Dimensional Unit in Maxsurf*

**Langkah 3 :**

Dari menu surface, pilih size surface kemudian akan tampil dialog box seperti pada gambar 4.15.



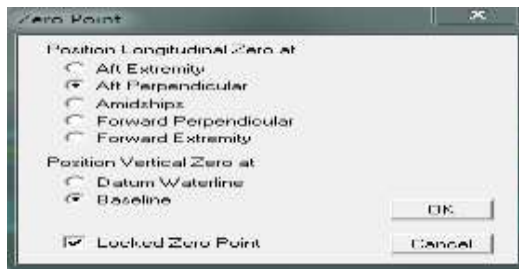


Gambar 4.15. Size Surface Dialog Box

Pada kotak Length diisi Loa (*Length Overall*) kapal yang akan di desain. Pada kotak beam di input lebar kapal yakni sebesar 26 m. Pada kotak depth diisi dengan tinggi kapal sesuai data diatas.

#### Langkah 4 :

Untuk menentukan letak titik nol dari menu data dipilih menu “zero point”, akan muncul kotak dialog dan pastikan kata “locked zero point” dicentang yang dapat dilihat seperti gambar berikut:



Gambar 4.16. Zero Point

Pada tulisan “Position Longitudinal Zero at”, dipilih “Aft Perpendicular” yang artinya adalah letak titik nol secara memanjang terletak pada AP. Pada position vertical Zero Point at dipilih letak titik nol pada baseline.

### Langkah 5 :

Setelah ukuran utama ditentukan maka langkah selanjutnya adalah menentukan Lpp. Lpp adalah jarak dari AP ke FP. Fp adalah garis tegak lupus yang memotong linggi haluan kapal dan sarat dan Ap adalah garis tegak lurus pada buritan kapal sebagai sumbu kemudi kapal. Oleh karena itu dalam penentuan Lpp data yang diperlukan adalah tinggi sarat dan jarak Lpp. Untuk memasukkan nilai Lpp dan sarat, pilih menu data kemudian klik *Frame of Reference*, muncul dialog seperti berikut ini :

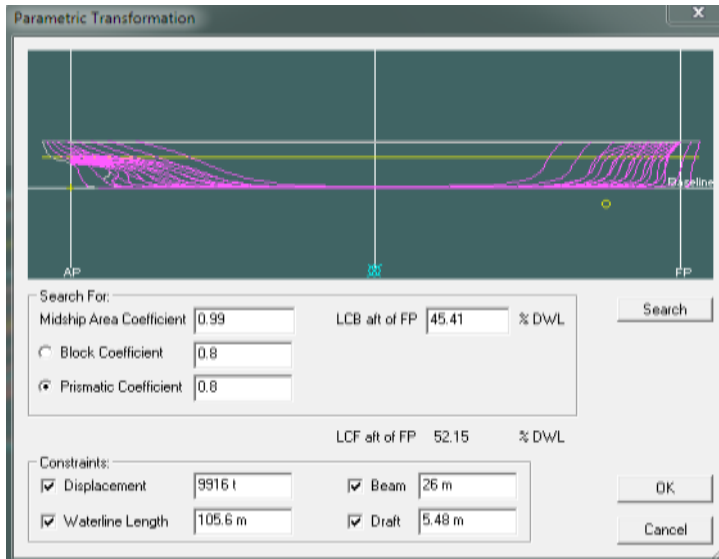


4.17. *Frame of reference in Maxsurf*

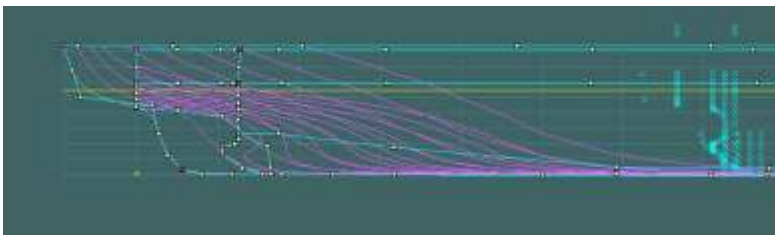
Pada kotak DWL (*Draft of Waterline*) diisikan sarat kapal yakni sebesar 5.48 m dan 0 m pada baseline. Pada kotak *After Perpendicular* atau Ap diisi 0 m karena merupakan titik acuan dan pada kotak "*Fwd Perp*". diisi data Lpp kapal yakni 103m.

### Langkah 6 :

Pada bagian *transform dialog*, proses pembuatan lines dengan memasukkan Cb, LCB, *Displacement*, LWL, B, T. Setelah dimasukan data input tersebut dengan menekan tombol *search* maka *lines* atau garis-garis akan langsung terbentuk.

Gambar 4.18. *Parametric Transformation*

Kemudian dilakukan cek *displacement* kapal dengan cara mencocokkan *displacement* pada maxsurf dan dari hasil perhitungan, apabila belum memenuhi maka kita dapat merubah desain dengan menggerakkan *control point* sampai *displacement* yang diinginkan dapat sesuai. *control point* adalah titik-titik untuk mengatur alur garis seperti pada gambar dibawah:

Gambar 4.19. *Control Point*

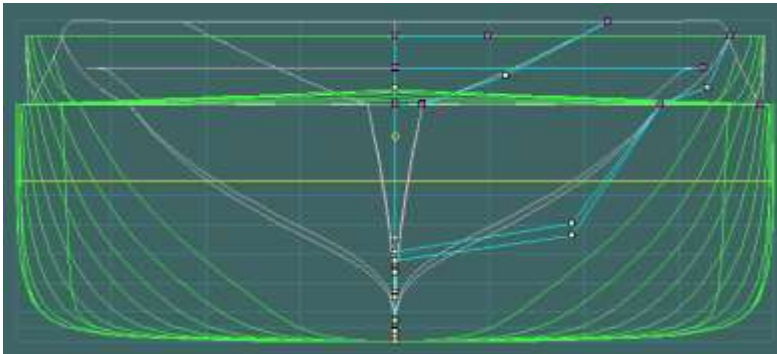
Dengan melakukan perubahan terhadap posisi *control point*, maka akan didapatkan *bodyplan*, *sheer plan* dan *halfbreadth*

*plan*. Selain itu bisa dilakukan pengecekan untuk *displacement*. Bila ada ketidak sesuaian dengan data *displacement* perhitungan, maka bisa dilakukan *editing* dengan menggunakan maxsurf.

### Langkah 7 :

Perencanaan *half breadth plan* dan *sheer plan* juga bisa dilakukan di maxsurf. Pembagian WL kita lakukan dengan melihat tinggi kapal yang akan kita buat kemudian kita tarik garis horisontal selebar kapal, pengaturan jarak antar *station*, jarak antar *waterlines* dan jarak *baseline* dapat diatur pada menu “*grid spacing*” perencanaan data WL yang kita buat adalah:

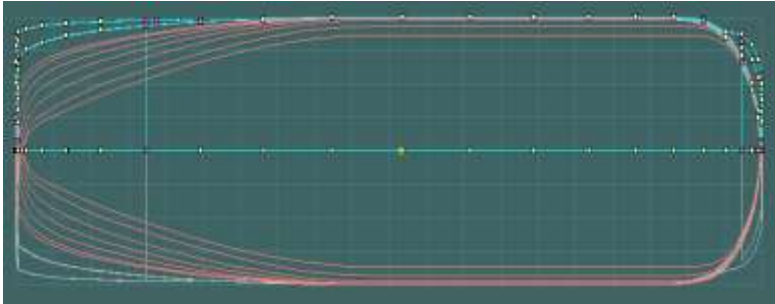
- WL 0 : terletak pada *base line*
- WL 1 : terletak pada 1 m dari *base line*
- WL 2 : terletak pada 2 m dari *base line*
- WL 3 : terletak pada 3 m dari *base line*
- WL 4 : terletak pada 4 m dari *base line*
- WL 5 : terletak pada 5 m dari *base line*
- Sarat : terletak pada 5.48 m dari *base line*



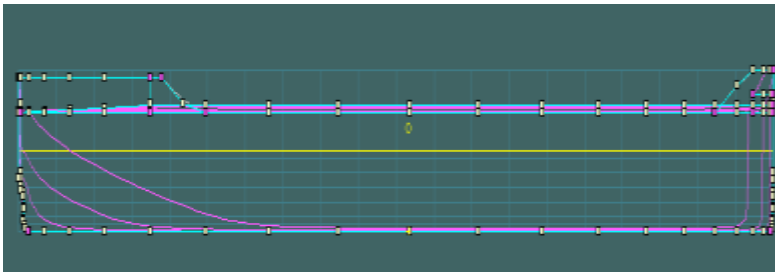
Gambar 4.20. *Body Plan*

Dari *body plan* yang telah kita buat perencanaan *buttock lines* letaknya antara lain sebagai berikut :

- BL 0 : terletak pada *centre line*  
 BL 1 : terletak 2 m dari *centre line*  
 BL 2 : terletak 3 m dari *centre line*  
 BL 3 : terletak 4 m dari *centre line*  
 BL 4 : terletak 5 m dari *centre line*



Gambar 4.21. *Half Breadth Plan*



Gambar 4.22. *Sheer Plan*

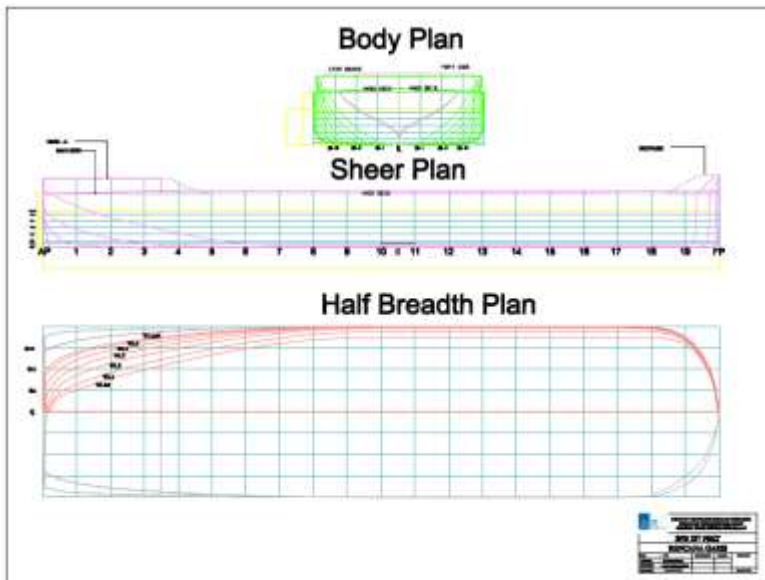
Untuk pembagian *station*, diatur dari *station* 0 (terletak di AP) hingga *station* 20 (terletak di FP), seperti terlihat pada gambar 4.23 diatas, pengaturan *station* dapat diatur di menu *grid spacing*

### Langkah 8 :

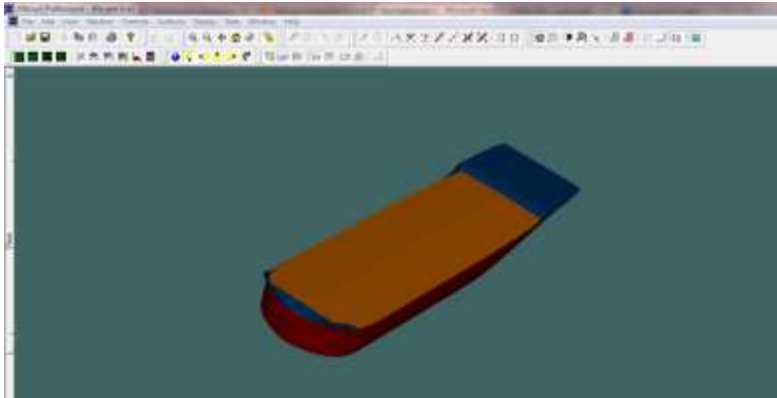
Dengan memasukkan nilai presentase Lcb dari FP yang terdapat dalam menu Maxsurf maka akan terlihat bentuk dari haluan dan buritan kapal kita. *Body plan*, *half breadth*, dan *sheer plan* yang telah selesai dapat kita sempurnakan hasilnya dalam

software AutoCad. Gambar yang kita dapatkan dari maxsurf tersebut kemudian di *export* atau ditransfer ke AutoCad, baik *body plan*, *half breadth plan*, maupun *sheer plan* ke bentuk file dxf. Pada AutoCad, *body plan* diberi titik temu disatu titik dibagian sisi sebelah kanan maupun kiri. Kemudian ditarik garis pada tiap-tiap station ke titik temu tersebut. Garis ini nantinya digunakan untuk membuat bangunan atas dari kapal ini dan juga bisa digunakan untuk membantu dalam pembuatan bentuk transom kapal yang diinginkan. Yang perlu diperhatikan adalah koordinat antara satu pelat dengan pelat lainnya saling terhubung, dalam metode manual, penyatuan bagian kapal menjadi hal yang paling dominan dalam pengerjaan lines plan menggunakan software ini.

#### Hasil Akhir Autocad :



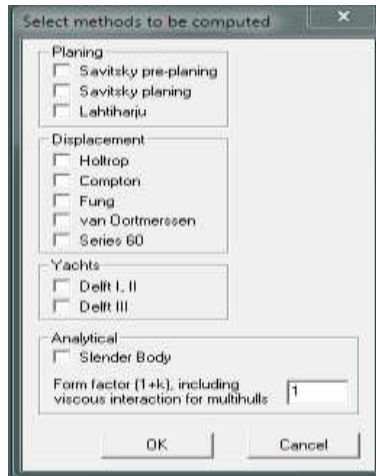
Gambar 4.23. *Lines Plan Final*



Gambar 4.24. 3D *Perspective View* SPB Carrier Designed

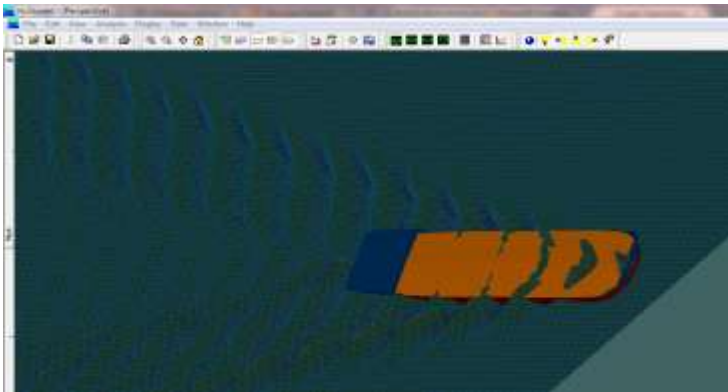
#### IV.4.1.2 *Repowering*

Setelah menyelesaikan gambar *lines plan* pada *software* maxsurf, hasil dari *perspective 3D view* dapat digunakan untuk menghitung tahanan kapal dari SPB yang telah dirancang, dengan cara membuka *software* bawaan maxsurf “hull speed”. Pada menu *toolbar*, dipilih *prediction method*, untuk memasukan metode yang diinginkan, ada beberapa metode untuk menghitung tahanan kapal yang dapat dipilih, penentuan metode berdasarkan karakteristik setiap metode yang berbeda berdasarkan bentuk dan ukuran kapal, pertimbangan pada model ini antara metode “compton” dan “fung” karena sesuai untuk kapal model transom dan setelah dianalisa, yang paling memenuhi kriteria diantara kedua metode tersebut adalah metode “fung”, seperti terlihat pada gambar 4.25.



Gambar 4.25. *Prediction Method Hullspeed*

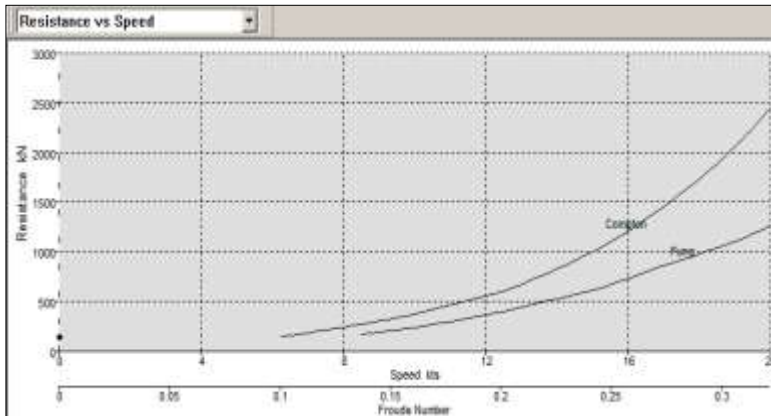
Langkah selanjutnya adalah memasukan *range* kecepatan, dalam perhitungan ini memasukan nilai 0-20 knots, dan asumsi efisiensi propulsi dari 40% hingga 70% diambil 60%.



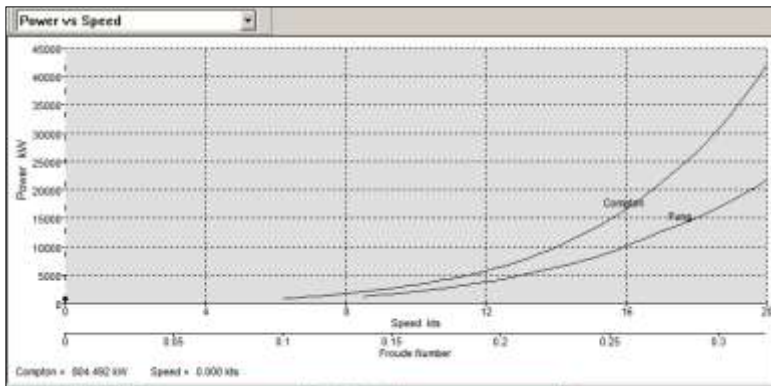
Gambar 4.26. *Wave Modelling*



Gambar 4.26 menunjukkan simulasi antara kapal SPB yang telah di desain dengan kecepatan dinas sebesar 10 knots terhadap pergerakan gelombang laut.



Gambar 4.27. *Resistance Vs Speed*



Gambar 4.28. *Power Vs Speed*

Setelah merunning simulasi diatas, dapat diketahui grafik perbandingan antara kecepatan kapal, tahanan kapal, daya yang dibutuhkan kapal hingga koefisien gelombang air laut, seperti ditunjukan pada gambar 4.27 dan 4.28, seperti gambar 4.28 yang

menyatakan semakin tinggi kecepatan kapal, maka semakin besar pula *power* atau daya *engine* yang diminta.

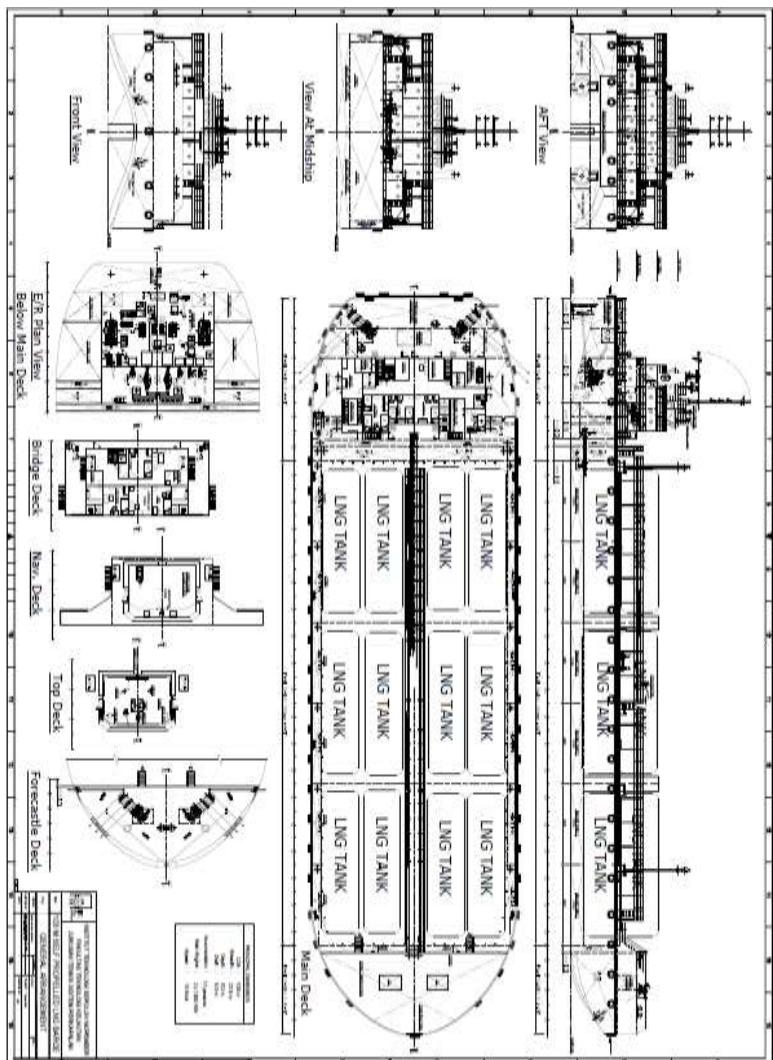
Terlihat pada grafik 4.27 dan 4.28 terdapat 2 garis yang menunjukkan hasil yang berbeda antara *compton* dan *fung*, dimana kedua metode tersebut menggunakan algoritma yang berbeda tergantung bentuk badan kapal nya dan kriteria yang berbeda seperti *range* kecepatan kapal, *L/B*, *Cb* dll. Semisal ingin menghitung tahanan pada *trawler* atau *tugboat*, paling sesuai menggunakan metode *Van Oortmerssen*, atau ingin menghitung kapal kargo dengan *single screw*, maka paling tepat menggunakan metode *Series 60*. Metode *Fung* sendiri umunya untuk kapal yang berukuran lebih besar dari metode *Compton*, metode ini ditemukan oleh *Fung* dan *Leibman* pada tahun 1995 dengan menggunakan hasil percobaan dari 739 model kapal dengan lebih dari 10.000 *data point*.

Tabel 4.16. Hasil Metode Compton dan Fung

<b>Speed</b>	<b>Compton (KN)</b>	<b>Power (KW)</b>	<b>Fung (KN)</b>	<b>Power (KW)</b>
0	--	--	--	--
0.5	--	--	--	--
1	--	--	--	--
1.5	--	--	--	--
2	--	--	--	--
2.5	--	--	--	--
3	--	--	--	--
3.5	--	--	--	--
4	--	--	--	--
4.5	--	--	--	--
5	--	--	--	--
5.5	--	--	--	--
6	--	--	--	--
6.5	162.05	903.13	--	--
7	187.21	1123.63	--	--
7.5	214.12	1376.89	--	--
8	242.74	1665.05	--	--
8.5	273.08	1990.23	169.79	1237.4
9	305.12	2354.54	191.42	1477.1
9.5	339.9	2768.57	215.08	1751.91
10	378.48	3245.13	240.6	2062.89

Pada kecepatan kapal yang didesain sebesar 10 knot, total daya *engine* yang dibutuhkan adalah sebesar 2062 kW.

IV.4.2 Rencana Umum (*General Arrangement*)



Gambar 4.29. Rencana Umum SPB LNG

Kapal SPB LNG yang telah dirancang, mampu memuat sebanyak 24 tangki LNG dengan kapasitas tangki (*Cluster LNG Tank*) 400 m<sup>3</sup>, sehingga total muatan sebesar 9600 m<sup>3</sup> atau setara 4800 ton. Desain kapal SPB LNG tersebut juga mengacu pada beberapa rules seperti LR dan IGC Code. Rules tersebut memberi beberapa rekomendasi terkait *ship arrangement* seperti peletakan kargo di ruang muat harus dipisahkan dengan *double bottom*, agar tidak langsung berhubungan dengan air laut dan memiliki *longitudinal bulkhead* pada ruang muat.

Tabel 4.17. *Summary Of Ship Displacement*

**Syarat : LWT +DWT < Displacement**

<b>LWT :</b>	<b>Value</b>	<b>Unit</b>	<b>Tonnase</b>
a. Berat Baja :	2843	ton	2843
b. Berat Tangki :	504	ton	504
c. Berat outfitting :	1037	ton	1037
c.Pompa, peralatan navkom, inventaris dll :	900	ton	900
e. Berat auxiliary engine :	100	ton	100
f. Main Engine	38	ton	38
g. Margin (3% LWT)	162.6	ton	162.6
<b>DWT :</b>	<b>Value</b>	<b>Unit</b>	<b>Tonnase</b>
a. Berat Muatan LNG:	4800	ton	4800
b. Berat MFO:	294.7	ton	294.7
c. Berat MDO	26.8	ton	26.8
c. Berat LO :	1.9	ton	1.9
d. Berat Fresh Water dan Sanitari :	86.7	ton	86.7
e. Berat Ballast :	0	m3	0
f. Berat ABK :	1330	Kg	1.33
g. Berat Provisions, Berat Stores dll :	3.03	ton	3.03
h. Margin (2% Displacement)	251.98	ton	251.98
<b>TOTAL</b>			<b>11,051</b>

**Displacement Kapal Pembanding: 12.599 ton**

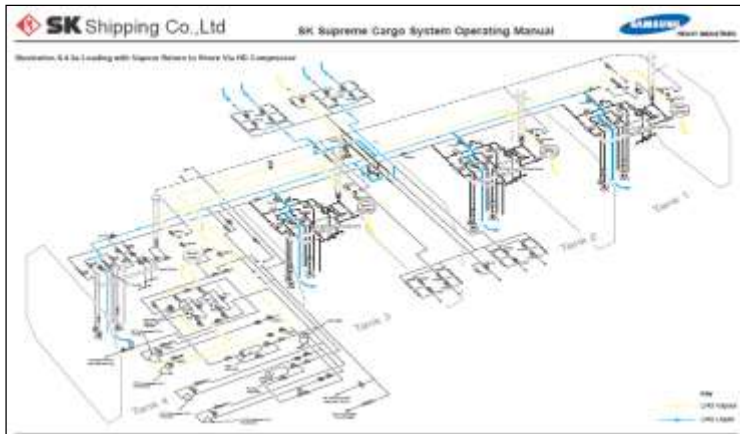
Tabel 4.16 diatas menunjukan bahwa muatan LNG yang dirancang sebesar 4800 ton telah memenuhi syarat untuk

diangkut dalam kapal SPB yang berukuran 103 m, dimana syaratnya adalah bobot  $LWT + DWT < \text{Displacement kapal}$ , karena adanya perbedaan displacement kapal, maka sarat kapal yang mengangkut LNG akan menjadi lebih rendah, dengan perhitungan didapatkan sarat air dengan muatan LNG sebesar 4800 ton adalah 5.1 m. Berat baja didapatkan dari data kapal barge yang berukuran sama yang telah beroperasi di Indonesia, sedangkan untuk perhitungan yang lainnya menggunakan rumus empiris. Adapun penjabaran tentang LWT dan DWT kapal diambil berdasarkan referensi buku “Transportasi LNG Indonesia” (Soegiono, Artana. 2006.). LWT (*Light Weight Tonnage*) merupakan berat kapal pada saat keadaan kosong dan tanpa muatan (berat tetap), sedangkan DWT (*Dead Weight Tonnage*) merupakan berat dari semua komponen di kapal yang dapat dipindahkan, seperti berat crew, berat muatan, berat makanan dan lainnya.

#### IV.5 Desain PFD *Offloading* LNG

*Offloading* merupakan suatu cara untuk mentransferkan fluida LNG dengan pompa yang ada di dalam tangki LNG (FSRU Lampung) menuju kapal pengangkut LNG. Tahap ini dilakukan setelah tahap loaded voyage atau kapal sudah melakukan pelayaran dan sampai di terminal. Gambar no 4.31 menjelaskan alur skematik pada saat *offloading LNG ship to ship*.

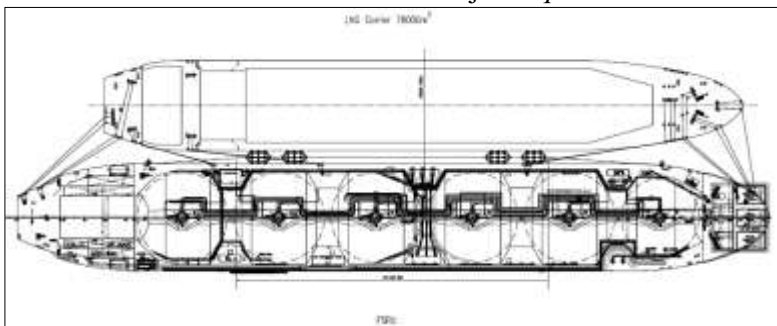
BOG (*boil of gas*) akan terdapat pada tanki kapal LNG, hal ini biasa terjadi karena kapal LNG telah mengalami enam derajat kebebasan yang ada di laut dan pengaruh panas lingkungan. Secara teori, BOG sudah di beri penyelesaian dengan menyiapkan ruang kosong pada tangki LNG sebanyak 2%, sehingga tangki LNG yang harusnya bisa diisi 100% hanya akan diisi 98% *full*. Pada dermaga, BOG yang terdapat dikapal biasanya ditransferkan ke tangki LNG yang berada di darat. Tangki LNG pada umumnya menggunakan material *alluminium alloy* dengan sistem perpipaan menggunakan material *steel alloy* (Wartsila, 2006).



Gambar 4.30. Skematik Offloading LNG

(Sumber : SK Shipping Company, Cargo System)

Penanganan BOG tersebut dengan cara merubah fasenya menjadi fluida kembali, hal itu dilakukan dengan cara *reliquefaction*, metode ini pada dasarnya mendinginkan kembali fluida LNG sehingga *boiling point* nya bisa sampai pada titik dimana BOG tersebut berubah fase menjadi *liquid* atau cairan .



Gambar 4.31. Mooring Ship to Ship

Gambar 4.31 menunjukkan mooring antara kapal FSRU dan kapal pengangkut LNG sebelum melakukan bongkar muat

(*loading-offloading*) dengan metode *ship to ship*, *mooring* dilakukan dengan tujuan untuk memudahkan *transfer* LNG dengan mengendalikan posisi kapal agar tetap pada tempatnya. Secara umum, *mooring system* yang digunakan untuk FSRU/FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) adalah *Spread Mooring*, *Turret Mooring*, *Tower Mooring*, dan *Buoy Mooring*.

#### IV.5.1 Rules Dalam Perancangan *Offloading* LNG

##### IV.5.1.1 IGC Code dan LR

Setiap kapal yang mengangkut gas dalam bentuk cairan, seperti LPG dan LNG walaupun ukuran kapal kurang dari 500 GT (*Gross Tonnage*) wajib mengikuti aturan *IGC Code* (*International Code for the Construction And Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*). Adapun beberapa aturan dalam *IGC Code* untuk perancangan *offloading* ini adalah:

- *IGC Code chapter 4.2.1.2* menyatakan :  
Pada tangki LNG, tekanan uap yang dihasilkan normalnya berkisar pada tekanan sebesar 0.25 bar, atau maksimal pada tekanan 0,7 bar pada jenis tangki seperti : *independent tank*.
- *IGC Code chapter 5.7.1* menyatakan :  
Saluran (*hoses*) kargo pada fluida dan uap yang digunakan untuk *transfer* muatan atau kargo haruslah sesuai dengan temperatur kargo.
- *IGC Code chapter 5.7.3* menyatakan :  
Saluran (*hoses*) kargo sebelum digunakan, wajib di test pada suhu udara bebas dengan tekanan minimal 1,5 kali tekanan kerja. Adapun tekanan kerja maksimal tidak boleh kurang dari 10 bar gauge.
- *IGC Code chapter 5.8.1* menyatakan :  
Ketika salah satu pompa kargo mengalami kegagalan pada saat keadaan operasional dan tidak memungkinkan untuk



melakukan perbaikan, maka diupayakan terdapat pompa kargo lainnya yang dapat menggantikan fungsi dari pompa kargo utama.

- *IGC Code chapter 5.9* menyatakan :  
Wajib disediakan jalur untuk uap kargo dalam hal ini BOG pada tangki menuju daratan atau terminal penerima.
- *IGC Code chapter 8.2.10* menyatakan :  
Peletakan *vent* untuk *pressure reliev valve* harus direncanakan pada jarak minimal 25 m dari *air intake* terdekat, pintu menuju ruang akomodasi, ruang kontrol atau ruang bebas gas lainnya.
- *IGC Code chapter 17.20.16* menyatakan :  
Tangki kargo haruslah di periksa terlebih dahulu sebelum dan sesudah *loading* muatan, agar memiliki kandungan oksigen kurang dari 2% volume.
- *IGC Code chapter 18.8* menyatakan :  
Prosedur saat keadaan emergency haruslah di diskusikan terlebih dahulu antara ABK kapal dan siapa yang bertanggung jawab sebelum melakukan *transfer* muatan, selain itu komunikasi haruslah terjalin baik saat bongkar muat berlangsung.

#### **LR – Classification and Certification of Floating offshore liquified gas Installations :**

- *LR Section 10.2.2* menyatakan :  
Sistem perpipaan untuk kargo yang memiliki muatan gas cair (LNG) haruslah memiliki kelengkapan seperti berikut :
  - hold drying*
  - tank inerting*
  - nitrogen to annular space*
  - liquid spray*
  - line cool down*
  - cargo loading and discharge*

-*gas burning*  
 -*forced vaporisation*  
 -*tank aeration*  
 -*drainage of hold spaces*

- LR Section 10.3 menyatakan :  
 Jenis material pipa yang digunakan pada umumnya :  
 -aluminium, *grade 5083<sup>0</sup>*, dapat digunakan baik di dalam maupun diluar tangki.  
 -*Stainless steel*, *grade 304* dan *316L* untuk perpipaan di geladak, dan wajib dilakukan *non destructive test* untuk memastikan tidak terdapat kebocoran.
- LR Section 10.6 menyatakan :  
 Perencanaan *venting system* haruslah dilakukan, untuk keadaan emergency saat terjadinya kebakaran. Venting pada tangki kargo juga harus melalui safety valve. Adapun untuk ketinggian dan lokasi dapat mengacu pada LR atau IGC Code
- LR Section 10.9.3 menyatakan :  
 Untuk *side by side transfer* LNG, didesain agar memisahkan saluran kargo yang berupa LNG dari segala struktur mekanis di struktur kapal, dengan tujuan untuk menghindari *mechanical stress*, adapun persyaratan umum lainnya seperti :  
 -Pipa *cryogenic* berdiameter 8” hingga 20”  
 -Tekanan kerja dari -0.30 bar hingga +30 bar, pada temperature -162<sup>0</sup> celcius.  
 -unit dioperasikan dengan sistem *fixed* atau *remotely*  
 -harus dilengkapi *quick connect/disconnect coupling* (QCDC)  
 -harus memiliki sistem *release* (ERS)  
 Dan pada *chapter 10.9.9* menyatakan, bahwa saluran LNG yang berada diluar area kargo, haruslah terisolasi secara mekanikal, seperti saat melakukan bongkar muat LNG wajib dilengkapi dengan *ESD valve*, *breakaway*

*coupling*. Untuk saluran gas seperti saluran *inert gas*, selain memiliki *ESD Valve* dan *breakaway coupling*, juga harus lolos 100% uji radiografi.

#### IV.5.1.2 NFPA 59 A

NFPA 59A (*National Fire Protection Association*) merupakan standar yang digunakan untuk proses produksi, penyimpanan, dan penanganan pada LNG. Pada standar ini, chapter 11 digunakan untuk perancangan *transfer* sistem nya, Berikut adalah beberapa *rules* pada NFPA yang akan digunakan dalam perancangan ini :

Pada skripsi ini, berhubung akan mendesain *offloading* LNG, maka digunakan *chapter* 11 pada NFPA 59A tentang :

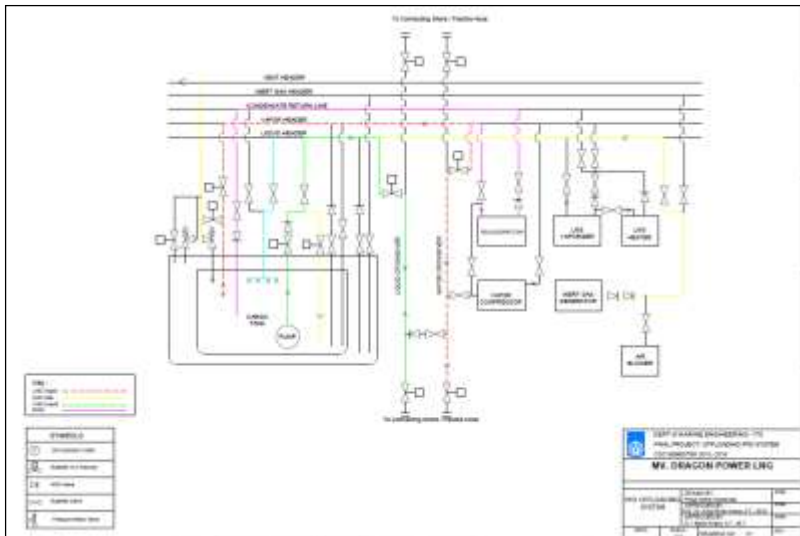
- *Transfer Systems for LNG, Refrigerants, and Other Flammable Fluids (Chapter 11)* :

Bab ini berisikan prosedur untuk desain, konstruksi dan instalasi sistem yang berhubungan dengan *transfer system LNG, refrigerants, dan flammable gas* diantara tangki penyimpan, selain itu pada bab ini juga berisi aturan keselamatan untuk pompa, *compressor*, *hoses* dan *arm*, maupun aturan dalam sistem komunikasi dan pencahayaan.

- NFPA 59A *section* 11.2.3 menyatakan :  
Area bongkar muat (*loading – unloading*) LNG, harus berisi tanda “Dilarang Merokok”.
- NFPA 59A *section* 11.3.3 menyatakan :  
Sistem perpipaan yang digunakan untuk bongkar muat LNG, haruslah dilakukan *precooling* sebelumnya.
- NFPA 59A *section* 11.3.3 menyatakan :  
*Check valves* harus dipasang dalam sistem bongkar muat untuk mencegah terjadinya *back flow*, dan diletakan sedekat mungkin pada daerah yang rawan terjadinya *back flow*.
- NFPA 59A *section* 11.6.15 menyatakan :

Semua ABK yang ikut dalam proses bongkar muat LNG, harus familiar dengan segala aspek, prosedur, kemungkinan *hazard* dan prosedur darurat, dengan minimal 2 hari pengalaman kerja.

#### IV.5.1.3 Hasil PFD *Offloading* FSRU Lampung



Gambar 4.32. PFD *Offloading* FSRU

Seperti yang telah dijelaskan pada bab 2, pada proses *offloading* LNG, umumnya terdiri dari beberapa tahapan, yakni :

- Tank Inspection
- Drying
- Inerting
- Gassing Up
- Cool Down
- Loading
- Loaded Voyage
- Discharge

### *-Ballast Voyage*

Setiap langkah tersebut turut dipertimbangkan jalur perpipaan, prosedur keamanan dan komponen nya , sehingga menghasilkan perencanaan PFD seperti terlihat di gambar 4.31

## **IV.6 Kajian Ekonomi**

Kajian ekonomi yang dilakukan pada skripsi ini hanya mencakup investasi yang dibutuhkan untuk keperluan distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju Kalimantan saja. Perusahaan atau para investor akan membeli LNG dari PGN (Perusahaan Gas Negara) penghasil LNG, dan kemudian akan mendistribusikan nya menuju 3 PLTG yang ada di Kalimantan dalam bentuk LNG juga. Seluruh investasi seperti biaya pembuatan *receiving terminal*, fasilitas pendukung dan biaya untuk regasifikasi tidak masuk kedalam perhitungan yang dilakukan. Dalam kajian ekonomi yang dilakukan, terdapat dua variabel yang menjadi pertimbangan dalam kelayakan investasi dari sistem distribusi LNG yang direncanakan, yaitu *Capital Expenditure* (CAPEX) dan *Operational Expenditure* (OPEX). Selain dua variabel tersebut, juga akan ada istilah-istilah yang digunakan dalam perhitungan kajian ekonomi, seperti NPV, IRR dan PP.

### ***Capital Expenditure***

*Capital expenditure* atau yang lebih dikenal dengan istilah CAPEX adalah seluruh biaya investasi awal yang digunakan untuk mendukung proses distribusi LNG yang direncanakan. Investasi yang dilakukan untuk mendukung proses distribusi LNG antara lain digunakan untuk pengadaan kapal SPB LNG ,tangki LNG di kapal, instalasi sistem di dalamnya dan *Cryogenic flexible hose*. Tabel 4.17 menunjukkan semua investasi yang dibutuhkan beserta kisaran biaya yang dikeluarkan. CAPEX untuk fasilitas distribusi LNG yang direncanakan sebesar US\$ 26.730.000. Dari total nilai CAPEX yang dibutuhkan, 65% nya didapat dari pinjaman bank

(*investment loan*) dan 35% nya didapat dari investor atau *self financing*.

### ***Operational Expenditure***

*Operational expenditure* atau yang lebih dikenal dengan istilah OPEX adalah seluruh biaya yang dikeluarkan untuk mendukung operasional dari distribusi LNG yang direncanakan untuk tiap tahunnya. Adapun biaya operasional yang dimaksud meliputi biaya HFO, Biaya MDO, Gaji ABK, Pajak Pelabuhan, dan *insurance cost*. Total biaya operasional yang dikeluarkan tiap tahunnya untuk mendukung proses distribusi LNG yang telah direncanakan ditunjukkan pada Tabel 4.18. Besarnya biaya operasional untuk mendukung proses distribusi LNG yang direncanakan sebesar US\$ 9.186.889.

Tabel 4.18. CAPEX Cost

CAPEX	Unit	Nilai	Keterangan
Investasi Pembuatan SPB LNG 337 Feet	US\$	26,250,000	Berdasarkan biaya <i>real</i> pembuatan LNG <i>Barge</i> 330 FT + Instalasi Tangki LNG (DSME, 2015)
Biaya Pembelian <i>Cryogenic</i> <i>Hose</i>	US\$	480,000	Diameter : 8 inchi, Panjang : 600 m , 800 US\$/m
<b>TOTAL NILAI INVESTASI</b>	<b>US\$</b>	<b>26,730,000</b>	

Tabel 4.19. OPEX Cost

OPEX	Unit	Nilai
<b>Operasional Kapal</b>		
Biaya HFO per Tahun	US\$-year	5,461,344
Biaya MDO per Tahun	US\$-year	1,057,940
Biaya ABK per Tahun	US\$-year	327,429
Biaya Pajak Pelabuhan	US\$-year	2,290,596
Biaya Asuransi Kapal	US\$-year	49,580
<b>Total Biaya Operasional Kapal</b>	<b>US\$/year</b>	<b>9,186,889</b>

### Pemasukan

Pemasukan atau lebih dikenal dengan *revenue* adalah penghasilan yang didapat dari suatu bisnis atau investasi yang dilakukan. Pemasukan dalam kajian ekonomi di skripsi ini berasal dari keuntungan yang didapat dari penjualan LNG. Keuntungan tersebut didapat dari selisih antara harga beli LNG dari PGN dengan harga jual LNG yang dilakukan, atau dapat disebut juga dengan *margin* penjualan. Untuk mendapatkan pemasukan atau *revenue* yang bervariasi, maka dilakukan penggunaan *margin* yang bervariasi. Terdapat enam variasi *margin* yang digunakan dalam kajian ini, yaitu dari *margin* US\$ 2,4 sampai dengan US\$ 2,65, dengan peningkatan *margin* sebesar US\$ 0,05. Nilai *margin* yang digunakan selanjutnya dikalikan dengan jumlah LNG yang dapat terjual. Pemasukan yang didapat tentunya akan mempengaruhi dari *payback period*. *Payback period* adalah waktu yang dibutuhkan untuk pengembalian modal investasi yang telah dikeluarkan untuk mendukung proses distribusi LNG ke Kalimantan. Tabel 4.20 menunjukkan perhitungan untuk mendapatkan pemasukan ketika *margin* yang digunakan US\$ 2,4 dan US\$ 2.45

Tabel 4.20. Perhitungan *revenue* saat *margin* US\$ 2,4 dan 2,45

Harga dalam US\$/MMBTU		SKENARIO MARGIN PENJUALAN US\$ 2.4	SKENARIO MARGIN PENJUALAN US\$ 2.45
Harga Beli PGN dari Kilang	US\$	13.48	13.48
Harga Jual PGN ke Industri	US\$	14.00	14.00
<i>Margin</i> per mmbtu	US\$	<b>2.40</b>	<b>2.45</b>
Harga Jual Ke Pembangkit	US\$	<b>16.40</b>	<b>16.45</b>
<b>Pendapatan per tahun</b>	<b>US\$</b>	<b>15,308,100</b>	<b>15,627,019</b>

Tabel 4.20 menunjukkan pemasukan yang didapat berdasarkan skenario yang dibuat. Dalam skenario tersebut terdapat 1 kapal yang melakukan distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan, dengan kapasitas 9600 m<sup>3</sup> atau 4800 ton LNG. Dengan melakukan perhitungan dan konversi satuan, tiap tahunnya akan ada 6.378.375 mmbtu LNG yang dijual. Harga beli LNG yang dilakukan oleh perusahaan dari PGN sebesar US\$ 14 per mmbtu, semisal mengambil keuntungan (*margin*) sebesar US\$ 2.45 per mmbtu, maka harga jual yang diberikan kepada pembangkit adalah US\$ 16,45 per mmbtu sehingga didapatkan pendapatan sebesar US\$ 15.627.019 per tahun. Ketika nilai dari pendapatan tahunan telah diketahui, maka selanjutnya dilakukan perhitungan untuk mendapatkan nilai dari *payback period*, *internal rate of return*, *net present value*, dan *profitability index*. Nilai-nilai tersebut dihitung untuk lebih memastikan apakah distribusi LNG yang telah direncanakan layak atau tidak dilihat dari segala aspek keekonomiannya. Selain menggunakan nilai dari *revenue* yang telah diketahui, dalam perhitungan selanjutnya dibutuhkan beberapa data lain seperti suku bunga, pajak, inflasi, dan sebagainya. Data-data tersebut dibutuhkan karena 65% biaya



investasi yang direncanakan untuk distribusi LNG berasal dari pinjaman bank. Variabel-variabel yang digunakan untuk perhitungan kajian ekonomi pada skripsi ini terlihat pada tabel 4.21, sedangkan tabel 4.23 menunjukkan proses perhitungan kajian ekonomi untuk pelaksanaan investasi distribusi LNG yang direncanakan.

Tabel 4.21. Variabel Perhitungan Kajian Ekonomi

		Unit	Nilai
<b>CAPEX</b> ( <i>Capital Expenditure</i> )	<b>Total Nilai Investasi</b>	US\$	26,730,000
<b>OPEX</b> ( <i>Operational Expenditure</i> )	<b>Total Biaya Operasional</b>	US\$/year	9,186,889
	<b>Pajak</b>	%/year	25%
	<b>Depresiasi</b>	US\$/year	1,281,500
<b>Pemasukan</b>		US\$	15,308,100
<b>Inflasi</b>	<b>Tahunan</b>	%	6%

Besarnya suku bunga (*interest*) yang digunakan adalah sebesar 13,5%, nilai tersebut diambil berdasarkan beberapa data yang diberikan oleh Bank Indonesia untuk pinjaman investasi (*loan investment*). Selain nilai dari suku bunga, terdapat juga pajak (*tax*). Besarnya pajak yang harus dibayarkan dalam perhitungan di skripsi ini mengikuti Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No. 46 Tahun 2013 mengenai pajak penghasilan. Dalam peraturan tersebut diatur besarnya pajak yang harus dikeluarkan berdasarkan penghasilan yang didapat tiap tahunnya. Terdapat 3 pembagian pajak berdasarkan penghasilan kotor (bruto) yang didapat tiap tahunnya, yaitu ketika bruto kurang dari 4,8 miliar rupiah, ketika bruto berada pada kisaran 4,8 hingga 50 miliar rupiah, dan ketika bruto melebihi 50 miliar rupiah. Seperti terlihat pada tabel 4.22, pada skripsi ini menggunakan nilai pajak sebesar 25% dari pemasukan kotor karena nilai investasi proyek (CAPEX) melebihi 50 miliar rupiah.

Tabel 4.22. Tarif Pajak Badan Usaha

**Tabel Tarif Pajak Penghasilan untuk  
Badan Usaha**

Penghasilan Kotor (Peredaran Bruto) (Rp)	Tarif Pajak
Kurang dari Rp4.8 Miliar	1% x Penghasilan Kotor (Peredaran Bruto)
Lebih dari Rp4.8 Miliar s/d Rp50 Miliar	$\{0.25 - (0.6 \text{ Miliar} / \text{Penghasilan Kotor})\} \times \text{PKP}$
Lebih dari Rp50 Miliar	25% x PKP

Perhitungan kajian ekonomi yang telah dilakukan dalam skripsi ini menggunakan *margin* jual yang bervariasi. Sehingga didapatkan nilai *payback period* yang bervariasi seperti terlihat pada tabel 4.23 berikut ini. Misalkan saja jika digunakan *margin* sebesar US\$ 2,45 nilai *payback period* nya adalah 7,7 tahun terhitung dari waktu mulai beroperasinya distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan.

Tabel 4.23. Contoh Perhitungan Kajian Ekonomi *Margin* US\$ 2,45

No.	Tahun	CAPEX	Pemasukan	Biaya Operasional	Bunga	Depresiasi	Pemasukan Sebelum Pajak	Pajak
1	2016	\$9,355,500			\$2,345,558			
2	2017				\$2,221,273			
3	2018		\$15,627,019	\$9,186,889	\$2,080,211	\$640,750	\$3,719,169	\$929,792
4	2019		\$15,939,559	\$9,370,627	\$1,920,105	\$1,281,500	\$3,367,327	\$841,832
5	2020		\$15,939,559	\$9,558,039	\$1,738,385	\$1,281,500	\$3,361,635	\$840,409

No.	Tahun	Pemasukan Setelah Pajak	Pinjaman Pokok	Cashflow	Discount Factor	Cashflow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)	
1	2016		\$920,622	-\$10,276,122	0.9434	-\$9,694,455	-\$9,694,455	0	0.000
2	2017		\$1,044,906	-\$1,044,906	0.8900	-\$929,963	-\$10,624,418	0	0.000
3	2018	\$3,430,127	\$1,185,969	\$2,244,158	0.8396	\$1,884,238	-\$8,740,180	0	0.000
4	2019	\$3,806,995	\$1,346,074	\$2,460,921	0.7921	\$1,949,280	-\$6,790,900	0	0.000
5	2020	\$3,802,726	\$1,527,794	\$2,274,932	0.7473	\$1,699,961	-\$5,090,939	0	0.000
6	2021	\$3,814,044	\$1,734,047	\$2,079,998	0.7050	\$1,466,316	-\$3,624,622	0	0.000
7	2022	\$3,843,379	\$1,968,143	\$1,875,236	0.6651	\$1,247,139	-\$2,377,483	0	0.000
8	2023	\$3,893,490	\$2,233,842	\$1,659,648	0.6274	\$1,041,284	-\$1,336,199	0	0.000
9	2024	\$3,967,521	\$2,535,411	\$1,432,110	0.5919	\$847,664	-\$488,536	0	0
10	2025	\$4,069,042	\$2,877,691	\$1,191,351	0.5584	\$665,244	\$176,708	1	7.73

Tabel 4.24. Pinjaman Bank Periode 10 Tahun

No	Tahun	Pembayaran Cicilan	Pinjaman Pokok	Bunga	Saldo Pinjaman Pokok	Bunga
1	2016	\$3,266,180	\$920,622	\$2,345,558	\$16,453,878	13.5%
2	2017	\$3,266,180	\$1,044,906	\$2,221,273	\$15,408,971	13.5%
3	2018	\$3,266,180	\$1,185,969	\$2,080,211	\$14,223,003	13.5%
4	2019	\$3,266,180	\$1,346,074	\$1,920,105	\$12,876,929	13.5%
5	2020	\$3,266,180	\$1,527,794	\$1,738,385	\$11,349,134	13.5%
6	2021	\$3,266,180	\$1,734,047	\$1,532,133	\$9,615,088	13.5%
7	2022	\$3,266,180	\$1,968,143	\$1,298,037	\$7,646,945	13.5%
8	2023	\$3,266,180	\$2,233,842	\$1,032,338	\$5,413,102	13.5%
9	2024	\$3,266,180	\$2,535,411	\$730,769	\$2,877,691	13.5%
10	2025	\$3,266,180	\$2,877,691	\$388,488	\$0	13.5%

#### IV.6.1 Penjelasan Tabel 4.23 dan 4.24

##### a) Nilai CAPEX

Pada tabel 4.23 CAPEX bernilai US\$ 9.355.500 didapatkan dari 35% nilai investasi awal sebesar US\$ 26.730.000 sedangkan 65% modal lainnya didapat dari pinjaman bank.

##### b) Pemasukan

Pemasukan atau pendapatan merupakan jumlah uang yang diterima dalam waktu setahun sebelum dikurangi biaya operasional, nilai depresiasi, bunga yang harus dibayarkan dan pajak, atau sering dikenal dengan pendapatan kotor (bruto), pemasukan kotor didapatkan dari nilai harga jual LNG yang telah ditambahkan *margin* per mmbtu dikalikan total jumlah LNG yang disuplai dalam mmbtu dimana pada tabel 4.23 memiliki *margin* sebesar 2,45 dikalikan 6.378.375 (LNG yang dijual dalam mmbtu per tahun nya) sehingga didapatkan US\$ 15.627.019 pada tahun awal pengoperasian yakni tahun 2018.

##### c) Biaya Operasional

Biaya operasional sebesar US\$ 9.186.889 didapatkan dari biaya yang dibutuhkan untuk beroperasinya kapal dalam setahun, adapun biayanya meliputi : biaya gaji ABK, biaya pajak pelabuhan, biaya asuransi kapal, dan biaya bahan bakar seperti HFO dan MDO dimana diperkirakan biaya operasional akan meningkat sebesar 2% tiap tahunnya.

##### d) Bunga Bank

Tingkat bunga menurut (ANZI Z94.5, 1972) merupakan rasio dari bunga yang dibayarkan terhadap induk dalam suatu periode waktu dan biasanya dinyatakan dalam persentase dari induk, 13,5% didapat dari suku bunga bank swasta yang terdapat di Indonesia, dan jangka waktu peminjaman selama 10 tahun. Nilai suku bunga pada tabel 4.24 menjelaskan bahwa bunga yang dibayarkan merupakan hasil perkalian dari pinjaman pokok dan tingkat bunga yang diberikan oleh pihak

bank, misalkan pada tahun 2017 nilai saldo pinjaman pokok pada tabel 4.24 sebesar US\$ 15.408.971 setelah dikalikan suku bunga sebesar 13,5 % maka didapatkan nilai bunga yang harus dibayarkan pada tahun 2018 sebesar US\$ 2.080.211.

#### e) Nilai Depresiasi

Menurut buku “Ekonomi Teknik” oleh (Pujawan, 2012). Depresiasi adalah penurunan nilai suatu properti atau aset karena waktu dan pemakaian. Menurut buku tersebut, tidak semua jenis properti atau aset bisa didepresiasi, ada beberapa syarat yang harus dipenuhi antara lain :

- Harus digunakan untuk keperluan bisnis atau memperoleh penghasilan.
- Umur ekonomisnya bisa dihitung.
- Umur ekonomisnya lebih dari satu tahun.
- Harus merupakan sesuatu yang digunakan, sesuatu yang menjadi usang atau sesuatu yang nilainya menurun karena sebab alamiah.

Oleh karena kapal LNG *barge* memenuhi semua syarat depresiasi, maka dengan menggunakan metode garis lurus (SL) dengan asumsi bahwa berkurangnya nilai suatu aset secara linier (proporsional) terhadap waktu atau umur dari aset tersebut, maka perhitungan yang dipakai adalah:

$$\text{Rumus :} \quad D_t = \frac{P-S}{N} \quad (4.48)$$

dimana :  $D_t$  = besarnya nilai depresiasi pada tahun ke  $t$

$P$  = ongkos awal dari aset yang bersangkutan

$S$  = nilai sisa dari aset tersebut pada akhir umur depresiasinya.

$N$  = masa pakai (umur) dari aset tersebut dinyatakan dalam tahun.

Dengan asumsi nilai sisa sebesar 4% dari nilai awal, maka didapatkan nilai sebesar US\$ 1.100.000. Sehingga didapatkan nilai depresiasi :  $(\text{US\$ } 26.730.000 - \text{US\$ } 1.100.000) : 20$  (masa pakai ekonomis) adalah sebesar US\$ 1.281.500

**f) Nilai Pemasukan Sebelum Pajak**

Didapat dari nilai pemasukan awal dikurangi biaya operasional, nilai depresiasi dan nilai bunga misalkan pada tabel 4.23 di tahun 2018 memiliki pemasukan awal sebesar US\$ \$3.719.169, kemudian setelah dikurangi biaya operasional sebesar US\$ 9.186.889, nilai depresiasi sebesar US\$ 640.750 (setengah dari nilai depresiasi karena tahun pertama beroperasi) dan pembayaran bunga sebesar US\$ 2.080.211 maka nilai pemasukan sebelum pajak menjadi US\$ 3.719.169. Nilai ini menjadi dasar untuk menghitung nilai pajak nantinya atau biasa dikenal dengan Penghasilan Kena Pajak (PKP).

**g) Nilai Pajak**

Pengambilan nilai pajak berdasarkan PP No. 43 tahun 2013, yang mulai berlaku pada tanggal 1 Juli 2013 tentang pajak penghasilan atas penghasilan dari badan usaha dengan peredaran bruto tertentu. Menurut tabel 4.22 berhubung nilai investasi sebesar US\$ 26.730.000 (sekitar 368 miliar dengan *rate* rupiah sebesar 13.800) maka dikenakan pajak sebesar 25% PKP dimana nilai PKP sesuai dengan pemasukan sebelum pajak, misal di tabel 4.23 pada tahun 2018 didapat nilai pemasukan sebelum pajak sebesar US\$ \$3.719.169 kemudian dikalikan 25% akan mendapatkan nilai pajak sebesar US\$ 929.792.

**h) Nilai *Cashflow***

*Cashflow* atau biasa disebut aliran kas akan terjadi apabila ada perpindahan uang tunai atau yang sejenisnya (seperti cek, *transfer* melalui bank, dan sebagainya dari satu pihak ke pihak lain. Bila suatu pihak menerima uang tunai atau cek maka akan terjadi aliran kas masuk dan bila suatu pihak mengeluarkan uang tunai, cek atau sejenisnya maka terjadi aliran kas keluar (Pujawan, 2012). Dimana *cashflow* pada tabel 4.23 didapatkan dari pemasukan setelah pajak dikurangi

dengan nilai CAPEX yang ditanggung sendiri (35% dari total investasi) , dan pinjaman pokok bank. Misalkan pada tahun 2016 di tabel 4.23 belum mendapatkan pemasukan setelah pajak karena belum mulai beroperasi jadi memiliki nilai 0, setelah dikurangi dengan 35% CAPEX sebesar US\$ 9.355.500 dan pinjaman pokok sebesar US\$ 920.622 maka didapatkan nilai *cashflow* sebesar US\$ -\$10.276.122.

**i) Nilai Discount Factor dan Inflasi**

*Discount factor* atau faktor diskonto merupakan bilangan kurang dari 1 yang digunakan untuk mengalikan suatu jumlah nilai dimasa yang akan datang (*future value*) agar menjadi nilai sekarang (*present value*).

Dimana discount factor memiliki rumus :

$$DF : \frac{1}{(1+i)^n} \quad (4.49)$$

Dimana : -DF adalah *discount factor*.

-i adalah nilai inflasi.

-n adalah tahun yang dituju , misal 6 tahun dari saat ini, maka nilai n adalah 6. Dimana pada perhitungan ini tahun 2016 menjadi tahun awal investasi.

Misalkan pada tahun 2018 di tabel 4.23 nilai *discount factor* nya adalah  $1/(1+0.06)^3 = 0,8396$ .

**j) Nilai Cashflow Discounted**

Cashflow discounted didapatkan dari nilai *cashflow* dikalikan nilai *discount factor*. Misalkan pada tahun 2018 di tabel 4.23 didapatkan nilai *cashflow* US\$ \$2.244.158 dikalikan dengan 0,8396 maka didapatkan nilai sebesar US\$ 1.884.238.

**k) Cumulative Cashflow Discounted**

Nilai ini merupakan hasil akumulasi dari *cashflow discounted* misalkan pada tahun 2017 didapatkan *cashflow discounted* sebesar US\$ -929.963 sedangkan pada tahun 2016 sebesar US\$ -9.694.455 maka pada tahun 2017 nilainya menjadi  $-929.963 + -9.694.455 = \text{US\$ } -10.624,418$ .



**l) *Payback Period* :**

*Payback period* menunjukkan jumlah periode (tahun) yang diperlukan untuk mengembalikan (menutup) ongkos investasi awal dengan tingkat pengembalian tertentu. Perhitungan dilakukan berdasarkan aliran kas baik tahunan maupun yang merupakan nilai sisa (Pujawan, 2012). Pada perhitungan di skripsi ini nilai *payback period* berkaitan dengan nilai *cummulative cashflow discounted* dimana nilai tersebut menunjukkan aliran kas pada tahun tertentu. Misalkan pada tahun 2018 nilai *cummulative cashflow discounted* nya memiliki nilai positif, maka di tahun tersebut merupakan tahun dari *payback period*. Pada skripsi ini *payback period* memiliki rumus:

$$P_p = (n - x) + (-b/c) \quad (4.50)$$

Dimana :

$P_p$  = *Payback period*

$n$  = tahun terakhir dimana nilai *cashflow discounted* masih belum bisa menutupi investasi mula-mula.

$x$  = lama pembuatan kapal dalam (tahun).

$b$  = nilai absolut *cummulative cashflow discounted* pada tahun ke  $n$ .

$c$  = nilai *cashflow discounted* pada tahun ke  $n+1$ .

Misalkan pada tabel 4.23 memiliki nilai *payback period* sebesar :  $(8-2)+(488.536/665.244) = 7,73$ . Dimana berarti *payback period* terjadi 7,73 tahun setelah mulai beroperasi.

**m) Nilai Pembayaran Cicilan**

Dengan menggunakan bantuan fungsi formula di Microsoft Excel, maka dapat diketahui jumlah cicilan yang harus dibayarkan tiap tahun nya kepada bank dengan menggunakan formula “PMT”, PMT adalah formula untuk menghitung nilai angsuran secara periodik untuk melunasi nilai pinjaman berdasarkan periode, pembayaran yang konstan, dan dengan nilai bunga yang konstan juga. Rumus PMT ditulis dengan:

$$\text{PMT}(\text{rate}, \text{nper}, \text{pv}) \quad (4.51)$$

Keterangan :

- *Rate* : Besarnya suku bunga (dalam persentase).
- *Nper* : Lamanya waktu pinjaman (dalam tahun).
- *PV* : Besarnya nilai pinjaman.

Misalkan pada investasi ini didapatkan besarnya biaya cicilan tiap tahun dengan cara  $\text{PMT}(13.5\%, 10, 17.374.500)$  didapatkan hasil sebesar US\$ 3.266.180 seperti terlihat di tabel 4.24.

**n) Nilai Pinjaman Pokok dan Saldo Pinjaman Pokok:**

Nilai pinjaman pokok pada tabel 4.24 didapatkan dari nilai pembayaran cicilan dikurangi bunga bank yang dibayarkan tiap tahun nya. Misalkan pada tahun 2018 di tabel 4.24 didapatkan nilai pembayaran cicilan sebesar US\$ 3.266.180 dikurangi dengan bunga bank sebesar US\$ 2.080.211 maka didapatkan nilai pinjaman pokok sebesar US\$ 1.185.969 Sedangkan untuk nilai pinjaman pokok didapatkan dari total pinjaman yang belum dibayarkan dikurangi dengan nilai pinjaman pokok, contoh pada awal mula tahun peminjaman di 2016, total pinjaman di tabel 4.25 sebesar US\$ 17.374.500 dikurangi pembayaran pinjaman pokok sebesar US\$ 920.622 maka didapatkan saldo sebesar US\$ 16.453.878.

Tabel 4.25. Total Pinjaman Bank

	Units	Nilai
<b>Total Nilai Invetasi</b>	US\$	26.730.000
<b>Persentase Pinjaman</b>	%	65%
<b>Periode Pinjaman</b>	Year	10
<b>Total Pinjaman</b>	US\$	17.374.500
<b>Bunga</b>	%	13,50%

Proses perhitungan seperti pada tabel 4.23 diterapkan seterusnya dari *margin* US\$ 2.4 hingga US\$ 2.65, kemudian dibuat

rangkuman dari setiap variasi *margin* seperti terlihat pada tabel 4.26 berikut ini:

Tabel 4.26. Kesimpulan Kajian Ekonomi Dengan Variasi *Margin*

	Margin					
	2.40	2.45	2.50	2.55	2.60	2.65
<i>Pay Back Period (Year)</i>	0.00	7.73	6.27	5.41	4.80	4.01
IRR (%)	3.38%	6.38%	9.10%	11.61%	13.94%	18.82%
NPV (US\$)	-1,167,638	176,708	1,521,055	2,865,402	4,209,749	7,596,103
PI (Index)	0.89	1.02	1.14	1.27	1.40	1.71

Pada tabel 4.26 dapat disimpulkan bahwa untuk mengambil keputusan, hal yang perlu diperhatikan adalah :

- *Payback period* harus kurang dari *lifetime* atau waktu investasi, biasanya optimal pada 1/2 dari waktu periode investasi.
- Nilai *Interest Rate of Return* (IRR) > nilai Inflasi, dimana diasumsikan bernilai 6% pada pengerjaan kajian ekonomi ini.
- Nilai *Net Present Value* (NPV) > 0, atau sesuai ekspektasi investor.
- Nilai *Profitability Index* (PI) harus lebih dari 1.

Pengambilan *margin* yang terlalu tinggi dapat membuat harga LNG yang dijual tidak dapat bersaing dengan harga LNG di pasaran. Selain itu juga, apabila *margin* yang diambil terlalu rendah, dapat menyebabkan *payback period* yang semakin lama atau NPV tidak sesuai eskpektasi awal hingga menyebabkan kerugian.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## **BABV**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **V.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil dari analisa data dan pembahasan yang dilakukan, maka proses pemilihan kapal dan desain distribusi LNG yang direncanakan, dapat disimpulkan :

1. Dari hasil pemilihan kapal dengan metode AHP, terpilih LNG SPB sebagai moda transportasi, kemudian diverifikasi dengan metode TOPSIS untuk memastikan hasil dari kuisioner yang telah diisi oleh *expert*, setelah itu untuk memastikan kelayakan berlayar kapal tersebut, dengan melakukan uji stabilitas sesuai aturan dari *IMO Resolution*. Kemudian untuk penentuan dari ukuran kapal yang paling optimal, dengan menggunakan bantuan dari program *solver* yang terdapat pada Microsoft Excel didapatkan ukuran kapal 337 ft dengan muatan LNG sebesar 9600 m<sup>3</sup> atau setara 4800 ton LNG.
2. Perencanaan *conceptual design* dari kapal yang terpilih sebatas pada rencana garis dan rencana umum. Perencanaan rencana garis (*lines plan*) dengan menggunakan *software* Maxsurf dan perencanaan rencana umum dari kapal pembanding yang telah terpilih kemudian dimodifikasi sesuai aturan dari IGC Code dan badan klasifikasi seperti LR (*Lloyd Register*).
3. Perencanaan sistem *offloading* atau bongkar muat pada kapal FSRU Lampung menuju kapal SPB LNG dengan cara *ship to ship*, sebatas PFD (*Process Flow Diagram*) dengan menggunakan Autocad P&ID dan meratifikasi dari beberapa *rules* seperti IGC Code, LR dan NFPA

59A, pada PFD tersebut dapat kita lihat komponen utama yang dibutuhkan untuk melakukan bongkar muat secara *ship to ship*, seperti: tangki, *quick closing valve*, arah fluida, dan sistem pendukung, seperti *inert gas* dan *reliquefaction*.

4. Kemudian, dari distribusi LNG yang telah direncanakan dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan, dilakukan kajian secara keekonomian dengan melakukan variasi *margin*, dan dengan acuan NPV (*Net Present Value*), IRR (*Interest Rate of Return*), *Payback period*, dan PI (*Profitability Index*) didapatkan *margin* yang paling optimal berkisar dari US\$ 2,5 dan nilai margin di atasnya dengan *payback period* yang diberikan adalah 6,27 tahun dari waktu beroperasi kapal SPB LNG.

## V.2 Saran

Setelah melakukan perencanaan *basic design* distribusi LNG dari FSRU Lampung menuju pembangkit di Kalimantan, saran yang dapat diberikan untuk kedepannya adalah sebagai berikut :

1. Desain dari terminal penerima LNG di pulau Kalimantan dapat dilakukan untuk riset selanjutnya, kemudian akan lebih baik jika kriteria dan subkriteria yang digunakan dalam pemilihan lebih banyak, karena hasil akan semakin relevan dan optimal.
2. Kajian Resiko atau *Risk Assesment*, pada perencanaan distribusi LNG ini dapat dilakukan untuk riset selanjutnya sehingga kita dapat mengetahui dampak apa saja yang mungkin dapat timbul pada lingkungan sekitar.
3. Kajian ekonomis yang dilakukan hanya sebatas membeli LNG dari PGN dan menjualnya dalam bentuk LNG ke pembangkit. Akan lebih baik jika nantinya kajian ekonomi dilakukan dalam skala yang lebih luas lagi, seperti biaya pembuatan terminal, penyediaan lahan untuk terminal penerima LNG, tangki LNG di *onshore*, biaya regasifikasi, dan biaya lainnya yang dibutuhkan.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



## **LAMPIRAN PROSES PEMILIHAN**

### Lampiran Kuisisioner :

Sebelum dilakukan penyebaran kuisisioner, maka penjelasan singkat mengenai kriteria dan alternatif pemilihan tipe kapal diberikan agar pembuat keputusan dapat memberikan keputusan dengan baik. Berikut ini adalah penjelasan mengenai kriteria dan alternatif tipe kapal yang akan dipilih:

Berdasarkan hierarki yang telah dibuat di proposal tugas akhir, maka untuk melakukan pemilihan telah ditetapkan beberapa kriteria dan subkriteria. Untuk menentukan bobot setiap kriteria maupun subkriteria dibutuhkan kuisisioner. Sebelum dilakukan pembuatan kuisisioner kriteria dan sub-kriteria yang awalnya berbentuk hierarki akan dibuat menjadi dalam bentuk matriks terlebih dahulu.

### Matriks kriteria

	Lingkungan	Teknikal	Biaya	Operasional
Lingkungan				
Teknikal				
Biaya				
Operasional				

Lingkungan : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan lingkungan

Teknikal : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan teknikal

Biaya : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan biaya

Operasional : pengelompokan sub-kriteria menjadi kriteria yang berkaitan dengan operasional

### **Matriks Sub-Kriteria Lingkungan**

	Alur pelayaran	Luas dan lokasi lahan	Jarak pelayaran
Alur pelayaran			
Luas dan lokasi lahan			
Jarak pelayaran			

Alur pelayaran : kondisi alur pelayaran seperti kedalaman/draft dari alur pelayaran yang akan mempengaruhi sarat maksimum kapal

Luas dan lokasi lahan : luas lahan yang tersedia untuk digunakan sebagai dermaga dari kapal tersebut

Jarak pelayaran : jarak tempuh yang harus ditempuh oleh kapal untuk mendistribusikan LNG

### Matriks Sub-Kriteria Teknikal

	Kompleksitas	Demand konsumen	
Kompleksitas			
Demand Konsumen			
Keterujian Teknologi			

**Kompleksitas** : Kompleksitas antara kapal konvensional dan non konvensional yang akan mempengaruhi tipe kapal yang dipilih

**Demand konsumen** : kebutuhan pembangkit yang mempengaruhi tipe dan besar kapal yang dipilih

**Keterujian Teknologi** : Apakah alternatif tipe kapal telah banyak digunakan dan telah lulus uji kelayakan teknologi?

### Matriks Sub-Kriteria Biaya

	Biaya perawatan	Biaya investasi	Biaya operasional
Biaya perawatan			
Biaya investasi			
Biaya Operasional			

Biaya perawatan : Apakah alternatif tipe kapal memerlukan treatment saat maintenance?

Biaya investasi : Apakah alternatif tipe kapal membutuhkan biaya investasi yang tinggi?

Biaya operasional : Apakah alternatif tipe kapal membutuhkan biaya operasional yang tinggi?

### **Matriks Sub-Kriteria Operasional**

	Kemudahan operasional	Kemudahan perawatan	Keselamatan operasional
Kemudahan operasional			
Kemudahan perawatan			
Keselamatan operasional			

Kemudahan operasional : Apakah kapal mudah untuk dioperasikan?

Kemudahan perawatan : Apakah kapal mudah untuk dilakukan perawatan?

Keselamatan operasional : Apakah kapal aman untuk dioperasikan?

## Matriks Kriteria terhadap alternatif

	Medium LNG Carrier	Mini LNG Carrier	LNG Barge
Medium LNG Carrier			
Mini LNG Carrier			
LNG Barge			

Berikut ini adalah tabel yang menunjukkan karakteristik dari setiap alternatif:

	<i>Medium LNG Carrier</i>	<i>Mini LNG Carrier</i>	<i>Barge LNG</i>
<i>Advantages</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cocok untuk demand besar</li> <li>•Support unloading system</li> <li>•Support BOG Release system</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cocok untuk demand relatif kecil</li> <li>•Cocok untuk daerah dengan fluktuasi beban ber variatif atau drastis</li> <li>•Fleksibel dalam berlabuh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cocok untuk daerah dengan perairan dangkal seperti sungai</li> <li>•Cocok untuk pelayaran jarak dekat</li> </ul>
<i>Disadvantages</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Membatasi daerah berlabuh</li> <li>•Terminal penerima LNG lebih besar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Terminal penerima LNG lebih kecil</li> <li>•Tidak bisa melayani demand besar karena terbatas kapasitas muat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Tidak support BOG release</li> <li>•Not support unloading unit</li> <li>•Biasanya perlu bantuan tug boat</li> </ul>

## Range Nilai

1	Kedua elemen sama penting
2	Salah satu elemen sedikit lebih penting
3	Salah satu elemen lebih penting daripada yang lain

4	Salah satu elemen jelas lebih penting daripada yang lain
5	Salah satu elemen mutlak lebih penting daripada yang lain

Berilah nilai kepentingan sesuai dengan range nilai pada elemen/kriteria dibawah ini dengan cara melingkari angka yang sesuai.

Lingkungan	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Teknikal
Lingkungan	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Biaya
Lingkungan	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Operasional
Teknikal	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Biaya
Teknikal	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Operasional
Biaya	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Operasional

Berilah nilai kepentingan sesuai dengan range nilai pada elemen/sub-kriteria dibawah ini dengan cara melingkari angka yang sesuai.

Alur Pelayaran	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Luas dan Lokasi Lahan
----------------	----------------------	-----------------------

Alur Pelayaran	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Jarak Pelayaran
Luas dan Lokasi Lahan	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Jarak Pelayaran
Kompleksitas	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Demand Konsumen
Kompleksitas	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Keterujian Teknologi
Demand Konsumen	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Keterujian Teknologi
Biaya Perawatan	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Biaya Investasi
Biaya Perawatan	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Biaya Operasional
Biaya Investasi	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Biaya Operasional
Kemudahan Operasional	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Kemudahan Perawatan
Kemudahan Operasional	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Keselamatan Operasional
Kemudahan Perawatan	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Keselamatan Operasional



Jika terdapat 4 alternatif sebagai berikut maka berikan nilai kecocokan antara alternatif dengan kriteria yang diberikan.

**Sub-kriteria Alur Pelayaran**

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

**Sub-kriteria Luas dan lokasi lahan**

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

**Sub-kriteria Jarak Pelayaran**

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

### Sub-kriteria Kompleksitas

Medium Carrier	LNG	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium Carrier	LNG	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier		5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

### Sub-kriteria Demand Konsumen

Medium Carrier	LNG	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium Carrier	LNG	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier		5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

### Sub-kriteria Keterujian Teknologi

Medium Carrier	LNG	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium Carrier	LNG	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier		5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

### Sub-kriteria Biaya Perawatan

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

### Sub-kriteria Biaya Investasi

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

### Sub-kriteria Biaya Operasional

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

### Sub-kriteria Kemudahan Operasional

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

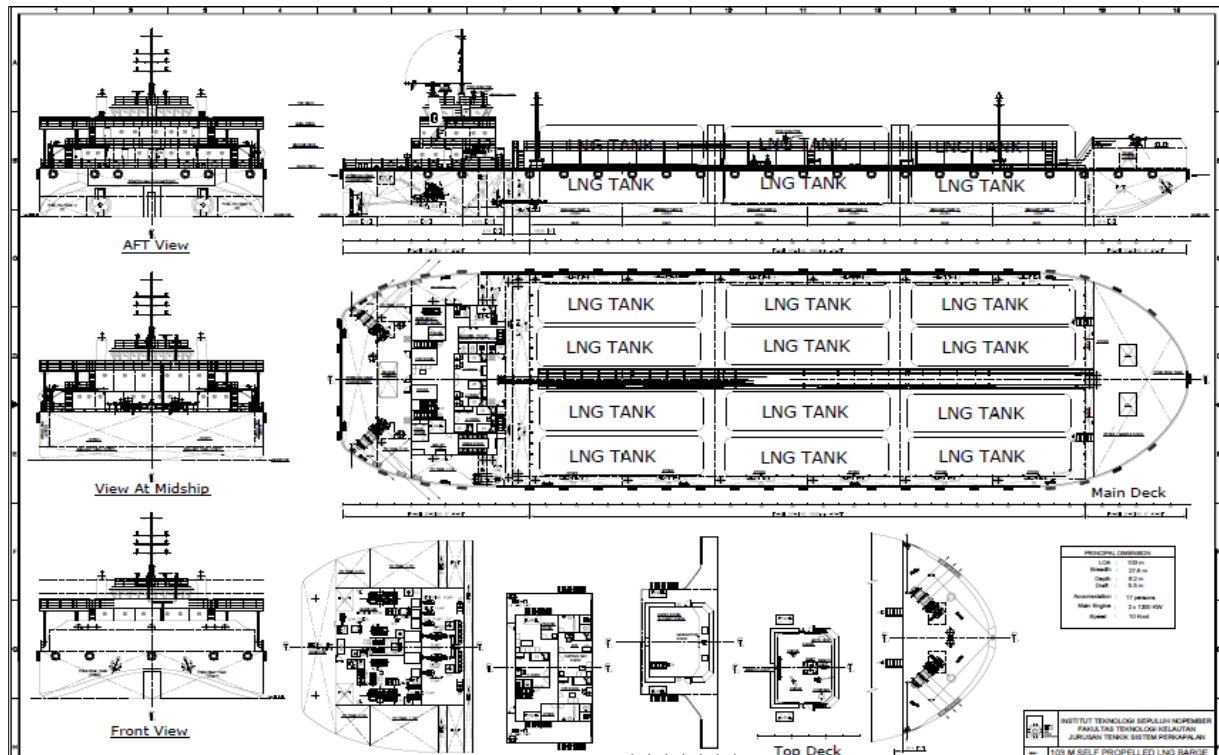
### Sub-kriteria Kemudahan Perawatan

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

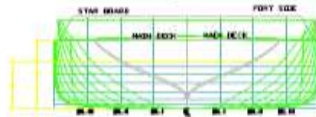
### Sub-kriteria Keselamatan Operasional

Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	Mini LNG Carrier
Medium LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge
Mini LNG Carrier	5 4 3 2 1 2 3 4 5	LNG Barge

## **LAMPIRAN RENCANA UMUM DAN RENCANA GARIS**



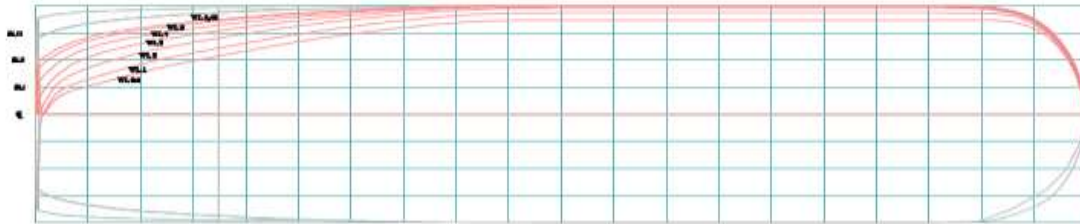
## Body Plan

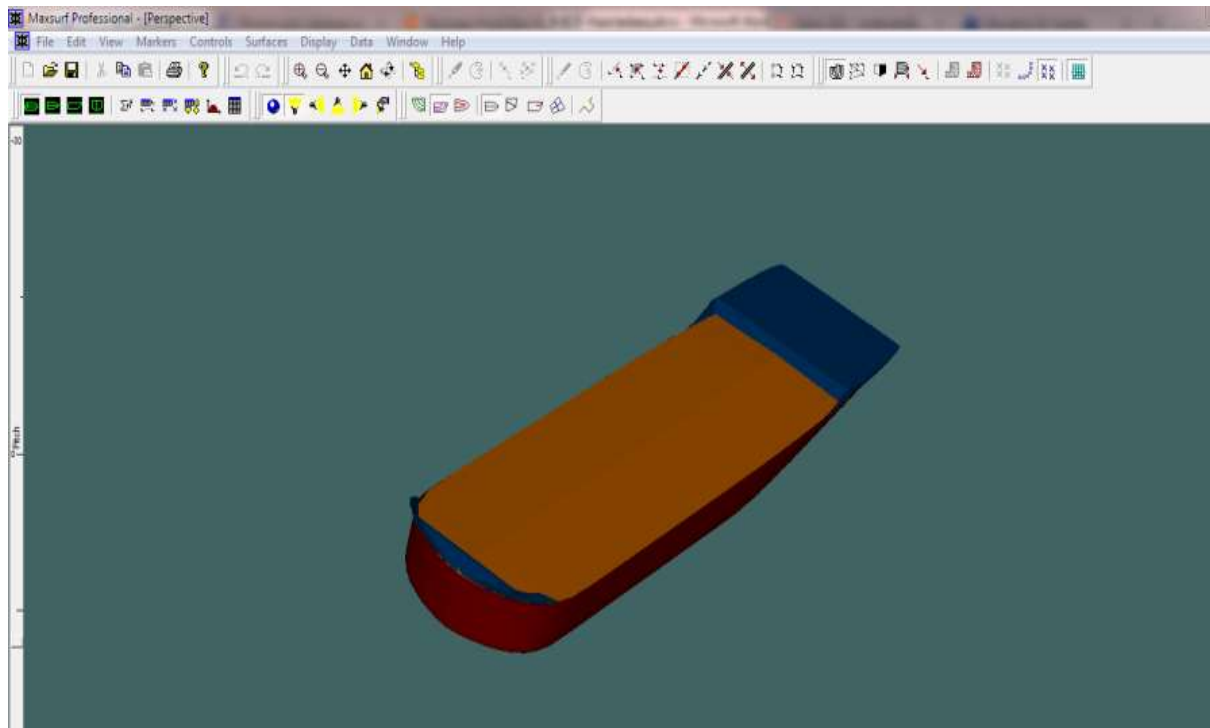


## Sheer Plan

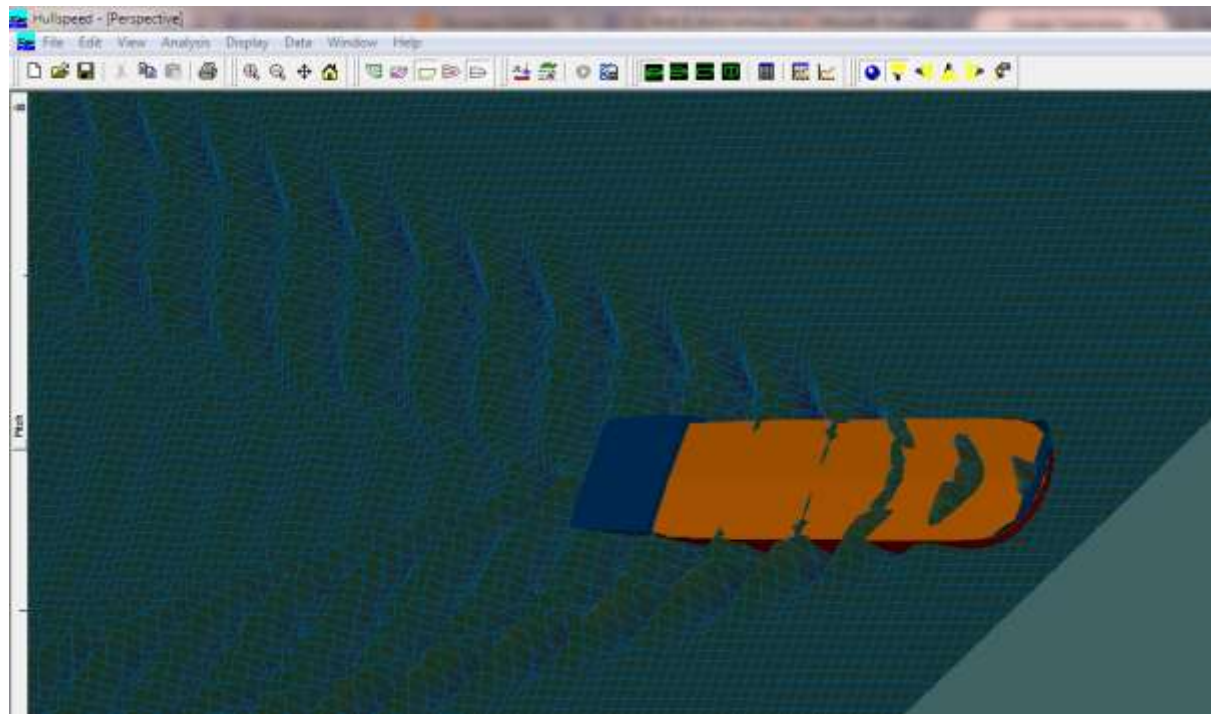


## Half Breadth Plan

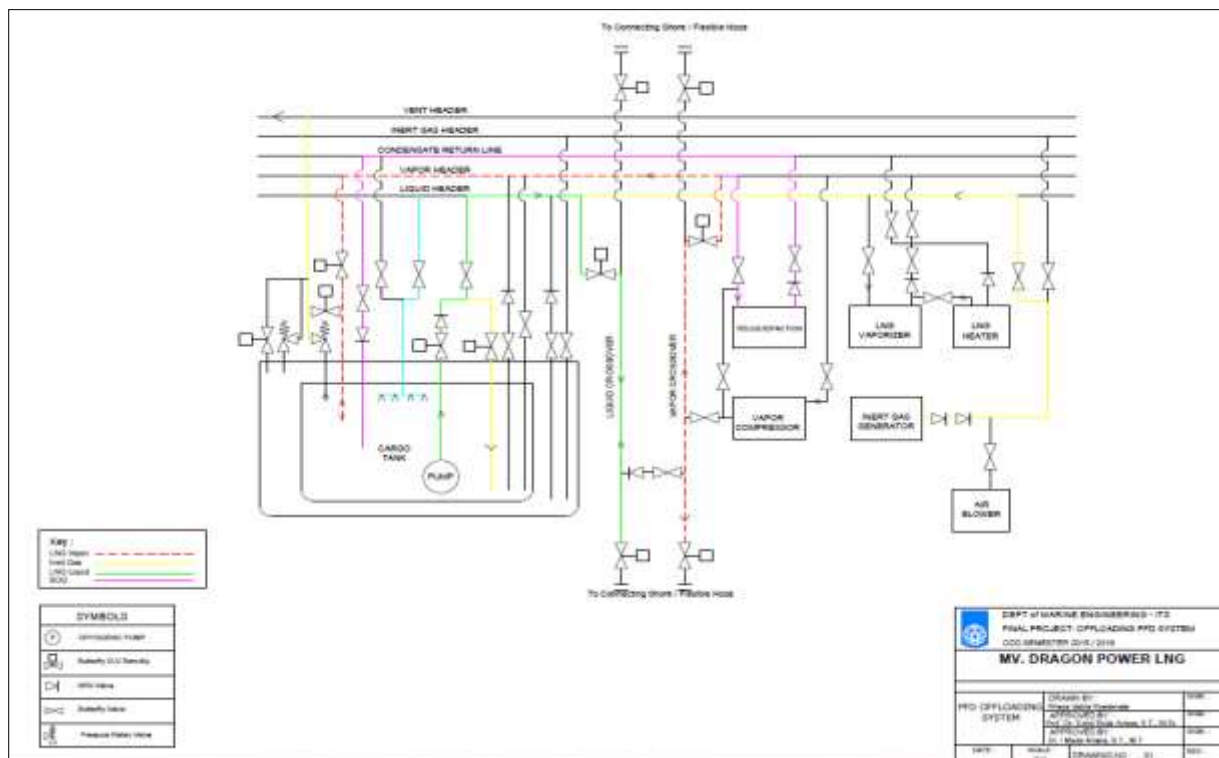








**LAMPIRAN *PROCESS FLOW DIAGRAM* DAN KAJIAN  
EKONOMI**



ECONOMIC FEASIBILITY STUDY (MARGIN US\$ 2.4)

		Unit	Nilai
CAPEX ( <i>Capital Expenditure</i> )	Total Nilai Investasi	US\$	26,730,000
	Total Biaya Operasional	US\$/year	9,186,889
OPEX ( <i>Operational Expenditure</i> )	Pajak	%/year	25%
	Depresiasi	US\$/year	1,281,500
Pemasukan	Tahunan	US\$	15,308,100
Inflasi	Tahunan	%	6%

No.	Tahun	CAPEX	Pemasukan	Biaya Operasional	Bunga	Depresiasi	Pemasukan Sebelum Pajak	Pajak
1	2016	\$9,355,500			\$2,345,558			
2	2017				\$2,221,273			
3	2018		\$15,308,100	\$9,186,889	\$2,080,211	\$640,750	\$3,400,250	\$850,062
4	2019		\$15,614,262	\$9,370,627	\$1,920,105	\$1,281,500	\$3,042,030	\$760,507
5	2020		\$15,614,262	\$9,558,039	\$1,738,385	\$1,281,500	\$3,036,337	\$759,084
6	2021		\$15,614,262	\$9,749,200	\$1,532,133	\$1,281,500	\$3,051,429	\$762,857
7	2022		\$15,614,262	\$9,944,184	\$1,298,037	\$1,281,500	\$3,090,541	\$772,635
8	2023		\$15,614,262	\$10,143,068	\$1,032,338	\$1,281,500	\$3,157,357	\$789,339
9	2024		\$15,614,262	\$10,345,929	\$730,769	\$1,281,500	\$3,256,064	\$814,016
10	2025		\$15,614,262	\$10,552,848	\$388,488	\$1,281,500	\$3,391,426	\$847,857

No.	Tahun	Pemasukan Setelah Pajak	Pinjaman Pokok	Cashflow	Discount Factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)	
1	2016		\$920,622	-\$10,276,122	0.9434	-\$9,694,455	-\$9,694,455	0	0.000
2	2017		\$1,044,906	-\$1,044,906	0.8900	-\$929,963	-\$10,624,418	0	0.000
3	2018	\$3,190,937	\$1,185,969	\$2,004,969	0.8396	\$1,683,411	-\$8,941,007	0	0.000
4	2019	\$3,563,022	\$1,346,074	\$2,216,948	0.7921	\$1,756,031	-\$7,184,977	0	0.000
5	2020	\$3,558,753	\$1,527,794	\$2,030,959	0.7473	\$1,517,650	-\$5,667,326	0	0.000
6	2021	\$3,570,072	\$1,734,047	\$1,836,025	0.7050	\$1,294,325	-\$4,373,001	0	0.000
7	2022	\$3,599,406	\$1,968,143	\$1,631,263	0.6651	\$1,084,883	-\$3,288,118	0	0.000
8	2023	\$3,649,518	\$2,233,842	\$1,415,675	0.6274	\$888,212	-\$2,399,906	0	0.000
9	2024	\$3,723,548	\$2,535,411	\$1,188,137	0.5919	\$703,257	-\$1,696,649	0	0.000
10	2025	\$3,825,070	\$2,877,691	\$947,378	0.5584	\$529,011	-\$1,167,638	0	0.000

#### Hasil

	Objective	Units	Nilai
<b>NPV (Net Present Value )</b>	NPV > 0	\$	-1,167,638
<b>IRR (Interest Rate)</b>	IRR > Inflation	%	3%
<b>PP (Payback Period )</b>	PP < life time	tahun	0.00
<b>PI (Profitability Index )</b>	PI > 1		0.89

## ECONOMIC FEASIBILITY STUDY (MARGIN US\$ 2.45)

		Units	Nilai
<b>CAPEX</b> ( <i>Capital Expenditure</i> )	<b>Total Nilai Investasi</b>	US\$	26,730,000
<b>OPEX</b> ( <i>Operational Expenditure</i> )	<b>Total Biaya Operasional</b>	US\$/year	9,186,889
	<b>Pajak</b>	%/year	25%
	<b>Depresiasi</b>	US\$/year	1,281,500
<b>Pemasukan Inflasi</b>	<b>Tahunan</b>	US\$	15,627,019
	<b>Tahunan</b>	%	6%

No.	Tahun	CAPEX	Pemasukan	Biaya Operasional	Bunga	Depresiasi	Pemasukan Sebelum Pajak	Pajak
1	2016	\$9,355,500			\$2,345,558			
2	2017				\$2,221,273			
3	2018		\$15,627,019	\$9,186,889	\$2,080,211	\$640,750	\$3,719,169	\$929,792
4	2019		\$15,939,559	\$9,370,627	\$1,920,105	\$1,281,500	\$3,367,327	\$841,832
5	2020		\$15,939,559	\$9,558,039	\$1,738,385	\$1,281,500	\$3,361,635	\$840,409
6	2021		\$15,939,559	\$9,749,200	\$1,532,133	\$1,281,500	\$3,376,726	\$844,181
7	2022		\$15,939,559	\$9,944,184	\$1,298,037	\$1,281,500	\$3,415,838	\$853,960
8	2023		\$15,939,559	\$10,143,068	\$1,032,338	\$1,281,500	\$3,482,654	\$870,663
9	2024		\$15,939,559	\$10,345,929	\$730,769	\$1,281,500	\$3,581,361	\$895,340
10	2025		\$15,939,559	\$10,552,848	\$388,488	\$1,281,500	\$3,716,723	\$929,181

No.	Tahun	Pemasukan Setelah Pajak	Pinjaman Pokok	Cashflow	Discount Factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)	
1	2016		\$920,622	-\$10,276,122	0.9434	-\$9,694,455	-\$9,694,455	0	0.000
2	2017		\$1,044,906	-\$1,044,906	0.8900	-\$929,963	-\$10,624,418	0	0.000
3	2018	\$3,430,127	\$1,185,969	\$2,244,158	0.8396	\$1,884,238	-\$8,740,180	0	0.000
4	2019	\$3,806,995	\$1,346,074	\$2,460,921	0.7921	\$1,949,280	-\$6,790,900	0	0.000
5	2020	\$3,802,726	\$1,527,794	\$2,274,932	0.7473	\$1,699,961	-\$5,090,939	0	0.000
6	2021	\$3,814,044	\$1,734,047	\$2,079,998	0.7050	\$1,466,316	-\$3,624,622	0	0.000
7	2022	\$3,843,379	\$1,968,143	\$1,875,236	0.6651	\$1,247,139	-\$2,377,483	0	0.000
8	2023	\$3,893,490	\$2,233,842	\$1,659,648	0.6274	\$1,041,284	-\$1,336,199	0	0.000
9	2024	\$3,967,521	\$2,535,411	\$1,432,110	0.5919	\$847,664	-\$488,536	0	0.000
10	2025	\$4,069,042	\$2,877,691	\$1,191,351	0.5584	\$665,244	\$176,708	1	7.734

#### Hasil

	Objective	Units	Nilai
NPV ( <i>Net Present</i> )	NPV > 0	\$	176,708
IRR ( <i>Interest Rate</i> )	IRR > Inflation	%	6.38%
PP ( <i>Payback Period</i> )	PP < life time	tahun	7.7
PI ( <i>Profitability Index</i> )	PI > 1		1.02

## ECONOMIC FEASIBILITY STUDY (MARGIN US\$ 2.5)

		Units	Nilai
<b>CAPEX</b> ( <i>Capital Expenditure</i> )	<b>Total Nilai Investasi</b>	US\$	26,730,000
<b>OPEX</b> ( <i>Operational Expenditure</i> )	<b>Total Biaya Operasional</b>	US\$/year	9,186,889
	<b>Pajak</b>	%/year	25%
	<b>Depresiasi</b>	US\$/year	1,281,500
<b>Pemasukan</b>	<b>Tahunan</b>	US\$	15,945,938
<b>Inflasi</b>	<b>Tahunan</b>	%	6%

No.	Tahun	CAPEX	Pemasukan	Biaya Operasional	Bunga	Depresiasi	Pemasukan Sebelum Pajak	Pajak
1	2016	\$9,355,500			\$2,345,558			
2	2017				\$2,221,273			
3	2018		\$15,945,938	\$9,186,889	\$2,080,211	\$640,750	\$4,038,087	\$1,009,522
4	2019		\$16,264,856	\$9,370,627	\$1,920,105	\$1,281,500	\$3,692,624	\$923,156
5	2020		\$16,264,856	\$9,558,039	\$1,738,385	\$1,281,500	\$3,686,932	\$921,733
6	2021		\$16,264,856	\$9,749,200	\$1,532,133	\$1,281,500	\$3,702,023	\$925,506
7	2022		\$16,264,856	\$9,944,184	\$1,298,037	\$1,281,500	\$3,741,135	\$935,284
8	2023		\$16,264,856	\$10,143,068	\$1,032,338	\$1,281,500	\$3,807,951	\$951,988
9	2024		\$16,264,856	\$10,345,929	\$730,769	\$1,281,500	\$3,906,658	\$976,665
10	2025		\$16,264,856	\$10,552,848	\$388,488	\$1,281,500	\$4,042,020	\$1,010,505



No.	Tahun	Pemasukan Setelah Pajak	Pinjaman Pokok	Cashflow	Discount Factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)	
1	2016		\$920,622	-\$10,276,122	0.9434	-\$9,694,455	-\$9,694,455	0	0.000
2	2017		\$1,044,906	-\$1,044,906	0.8900	-\$929,963	-\$10,624,418	0	0.000
3	2018	\$3,669,316	\$1,185,969	\$2,483,347	0.8396	\$2,085,066	-\$8,539,352	0	0.000
4	2019	\$4,050,968	\$1,346,074	\$2,704,894	0.7921	\$2,142,529	-\$6,396,823	0	0.000
5	2020	\$4,046,699	\$1,527,794	\$2,518,904	0.7473	\$1,882,272	-\$4,514,551	0	0.000
6	2021	\$4,058,017	\$1,734,047	\$2,323,971	0.7050	\$1,638,308	-\$2,876,243	0	0.000
7	2022	\$4,087,352	\$1,968,143	\$2,119,209	0.6651	\$1,409,395	-\$1,466,848	0	0.000
8	2023	\$4,137,463	\$2,233,842	\$1,903,621	0.6274	\$1,194,355	-\$272,493	0	0.000
9	2024	\$4,211,494	\$2,535,411	\$1,676,083	0.5919	\$992,071	\$719,578	1	6.275
10	2025	\$4,313,015	\$2,877,691	\$1,435,324	0.5584	\$801,477	\$1,521,055	2	0.000

### Hasil

	Objective	Units	Nilai
<b>NPV (Net Present Value)</b>	NPV > 0	\$	1,521,055
<b>IRR (Interest Rate)</b>	IRR > Inflation	%	9.10%
<b>PP (Payback Period)</b>	PP < life time	tahun	6.3
<b>PI (Profitability Index)</b>	PI > 1		1.14

## ECONOMIC FEASIBILITY STUDY (MARGIN US\$ 2.55)

		Units	Nilai
<b>CAPEX</b> ( <i>Capital Expenditure</i> )	<b>Total Nilai Investasi</b>	US\$	26,730,000
<b>OPEX</b> ( <i>Operational Expenditure</i> )	<b>Total Biaya Operasional</b>	US\$/year	9,186,889
	<b>Pajak</b>	%/year	25%
	<b>Depresiasi</b>	US\$/year	1,281,500
<b>Pemasukan Inflasi</b>	<b>Tahunan</b>	US\$	16,264,856
	<b>Tahunan</b>	%	6%

No.	Tahun	CAPEX	Pemasukan	Biaya Operasional	Bunga	Depresiasi	Pemasukan Sebelum Pajak	Pajak
1	2016	\$9,355,500			\$2,345,558			
2	2017				\$2,221,273			
3	2018		\$16,264,856	\$9,186,889	\$2,080,211	\$640,750	\$4,357,006	\$1,089,252
4	2019		\$16,590,153	\$9,370,627	\$1,920,105	\$1,281,500	\$4,017,921	\$1,004,480
5	2020		\$16,590,153	\$9,558,039	\$1,738,385	\$1,281,500	\$4,012,229	\$1,003,057
6	2021		\$16,590,153	\$9,749,200	\$1,532,133	\$1,281,500	\$4,027,320	\$1,006,830
7	2022		\$16,590,153	\$9,944,184	\$1,298,037	\$1,281,500	\$4,066,433	\$1,016,608
8	2023		\$16,590,153	\$10,143,068	\$1,032,338	\$1,281,500	\$4,133,248	\$1,033,312
9	2024		\$16,590,153	\$10,345,929	\$730,769	\$1,281,500	\$4,231,956	\$1,057,989
10	2025		\$16,590,153	\$10,552,848	\$388,488	\$1,281,500	\$4,367,317	\$1,091,829

No.	Tahun	Pemasukan Setelah Pajak	Pinjaman Pokok	Cashflow	Discount Factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)	
1	2016		\$920,622	-\$10,276,122	0.9434	-\$9,694,455	-\$9,694,455	0	0.000
2	2017		\$1,044,906	-\$1,044,906	0.8900	-\$929,963	-\$10,624,418	0	0.000
3	2018	\$3,908,505	\$1,185,969	\$2,722,536	0.8396	\$2,285,894	-\$8,338,524	0	0.000
4	2019	\$4,294,941	\$1,346,074	\$2,948,867	0.7921	\$2,335,779	-\$6,002,745	0	0.000
5	2020	\$4,290,672	\$1,527,794	\$2,762,877	0.7473	\$2,064,583	-\$3,938,163	0	0.000
6	2021	\$4,301,990	\$1,734,047	\$2,567,944	0.7050	\$1,810,299	-\$2,127,864	0	0.000
7	2022	\$4,331,324	\$1,968,143	\$2,363,181	0.6651	\$1,571,651	-\$556,213	0	0.000
8	2023	\$4,381,436	\$2,233,842	\$2,147,594	0.6274	\$1,347,427	\$791,214	1	5.413
9	2024	\$4,455,467	\$2,535,411	\$1,920,056	0.5919	\$1,136,478	\$1,927,692	2	0.000
10	2025	\$4,556,988	\$2,877,691	\$1,679,297	0.5584	\$937,710	\$2,865,402	3	0.000

### Hasil

	Objective	Units	Nilai
<b>NPV (Net Present</b>	NPV > 0	\$	2,865,402
<b>IRR (Interest Rate</b>	IRR > Inflation	%	11.61%
<b>PP (Payback Period )</b>	PP < life time	tahun	5.4
<b>PI (Profitability Index )</b>	PI > 1		1.27

## ECONOMIC FEASIBILITY STUDY (MARGIN US\$ 2.6)

		Units	Nilai
<b>CAPEX</b> ( <i>Capital Expenditure</i> )	<b>Total Nilai Investasi</b>	US\$	26,730,000
<b>OPEX</b> ( <i>Operational Expenditure</i> )	<b>Total Biaya Operasional</b>	US\$/year	9,186,889
	<b>Pajak</b>	%/year	25%
	<b>Depresiasi</b>	US\$/year	1,281,500
<b>Pemasukan</b>	<b>Tahunan</b>	US\$	16,583,775
<b>Inflasi</b>	<b>Tahunan</b>	%	6%

No.	Tahun	CAPEX	Pemasukan	Biaya Operasional	Bunga	Depresiasi	Pemasukan Sebelum Pajak	Pajak
1	2016	\$9,355,500			\$2,345,558			
2	2017				\$2,221,273			
3	2018		\$16,583,775	\$9,186,889	\$2,080,211	\$640,750	\$4,675,925	\$1,168,981
4	2019		\$16,915,451	\$9,370,627	\$1,920,105	\$1,281,500	\$4,343,218	\$1,085,805
5	2020		\$16,915,451	\$9,558,039	\$1,738,385	\$1,281,500	\$4,337,526	\$1,084,381
6	2021		\$16,915,451	\$9,749,200	\$1,532,133	\$1,281,500	\$4,352,617	\$1,088,154
7	2022		\$16,915,451	\$9,944,184	\$1,298,037	\$1,281,500	\$4,391,730	\$1,097,932
8	2023		\$16,915,451	\$10,143,068	\$1,032,338	\$1,281,500	\$4,458,545	\$1,114,636
9	2024		\$16,915,451	\$10,345,929	\$730,769	\$1,281,500	\$4,557,253	\$1,139,313
10	2025		\$16,915,451	\$10,552,848	\$388,488	\$1,281,500	\$4,692,615	\$1,173,154

No.	Tahun	Pemasukan Setelah Pajak	Pinjaman Pokok	Cashflow	Discount Factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)	
1	2016		\$920,622	-\$10,276,122	0.9434	-\$9,694,455	-\$9,694,455	0	0.000
2	2017		\$1,044,906	-\$1,044,906	0.8900	-\$929,963	-\$10,624,418	0	0.000
3	2018	\$4,147,694	\$1,185,969	\$2,961,725	0.8396	\$2,486,722	-\$8,137,696	0	0.000
4	2019	\$4,538,914	\$1,346,074	\$3,192,839	0.7921	\$2,529,028	-\$5,608,668	0	0.000
5	2020	\$4,534,644	\$1,527,794	\$3,006,850	0.7473	\$2,246,893	-\$3,361,775	0	0.000
6	2021	\$4,545,963	\$1,734,047	\$2,811,916	0.7050	\$1,982,290	-\$1,379,485	0	0.000
7	2022	\$4,575,297	\$1,968,143	\$2,607,154	0.6651	\$1,733,907	\$354,421	1	4.796
8	2023	\$4,625,409	\$2,233,842	\$2,391,567	0.6274	\$1,500,499	\$1,854,920	2	0.000
9	2024	\$4,699,439	\$2,535,411	\$2,164,029	0.5919	\$1,280,885	\$3,135,805	3	0.000
10	2025	\$4,800,961	\$2,877,691	\$1,923,269	0.5584	\$1,073,944	\$4,209,749	4	0.000

### Hasil

	Objective	Units	Nilai
<b>NPV (Net Present</b>	NPV > 0	\$	4,209,749
<b>IRR (Interest Rate</b>	IRR > Inflation	%	13.94%
<b>PP (Payback Period )</b>	PP < life time	tahun	4.8
<b>PI (Profitability Index )</b>	PI > 1		1.40

ECONOMIC FEASIBILITY STUDY (MARGIN US\$ 2.65)

		Units	Nilai
CAPEX ( <i>Capital Expenditure</i> )	Total Nilai Investasi	US\$	26,730,000
	Total Biaya Operasional	US\$/year	9,186,889
OPEX ( <i>Operational Expenditure</i> )	Pajak	%/year	25%
	Depresiasi	US\$/year	1,281,500
Pemasukan Inflasi	Tahunan	US\$	16,902,694
	Tahunan	%	6%

No.	Tahun	CAPEX	Pemasukan	Biaya Operasional	Bunga	Depresiasi	Pemasukan Sebelum Pajak	Pajak
1	2016	\$9,355,500			\$2,345,558			
2	2017				\$2,221,273			
3	2018		\$16,902,694	\$9,186,889	\$2,080,211	\$640,750	\$4,994,844	\$1,248,711
4	2019		\$17,240,748	\$9,186,889	\$1,920,105	\$1,281,500	\$4,852,253	\$1,213,063
5	2020		\$17,240,748	\$9,186,889	\$1,738,385	\$1,281,500	\$5,033,973	\$1,258,493
6	2021		\$17,240,748	\$9,186,889	\$1,532,133	\$1,281,500	\$5,240,226	\$1,310,056
7	2022		\$17,240,748	\$9,186,889	\$1,298,037	\$1,281,500	\$5,474,322	\$1,368,580
8	2023		\$17,240,748	\$9,370,627	\$1,032,338	\$1,281,500	\$5,556,283	\$1,389,071
9	2024		\$17,240,748	\$9,558,039	\$730,769	\$1,281,500	\$5,670,440	\$1,417,610
10	2025		\$17,240,748	\$9,749,200	\$388,488	\$1,281,500	\$5,821,559	\$1,455,390

No.	Tahun	Pemasukan Setelah Pajak	Pinjaman Pokok	Cashflow	Discount Factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow Discounted	PP (Payback Period)
1	2016		\$920,622	-\$10,276,122	0.9434	-\$9,694,455	-\$9,694,455	0 0.000
2	2017		\$1,044,906	-\$1,044,906	0.8900	-\$929,963	-\$10,624,418	0 0.000
3	2018	\$4,386,883	\$1,185,969	\$3,200,914	0.8396	\$2,687,549	-\$7,936,869	0 0.000
4	2019	\$4,920,690	\$1,346,074	\$3,574,616	0.7921	\$2,831,430	-\$5,105,438	0 0.000
5	2020	\$5,056,980	\$1,527,794	\$3,529,186	0.7473	\$2,637,213	-\$2,468,225	0 0.000
6	2021	\$5,211,669	\$1,734,047	\$3,477,623	0.7050	\$2,451,587	-\$16,639	0 0.000
7	2022	\$5,387,241	\$1,968,143	\$3,419,098	0.6651	\$2,273,896	\$2,257,257	1 4.007
8	2023	\$5,448,713	\$2,233,842	\$3,214,870	0.6274	\$2,017,049	\$4,274,306	2 0.000
9	2024	\$5,534,330	\$2,535,411	\$2,998,919	0.5919	\$1,775,055	\$6,049,362	3 0.000
10	2025	\$5,647,669	\$2,877,691	\$2,769,978	0.5584	\$1,546,741	\$7,596,103	4 0.000

### Hasil

	Objective	Units	Nilai
<b>NPV (Net Present Value)</b>	NPV > 0	\$	7,596,103
<b>IRR (Interest Rate)</b>	IRR > Inflation	%	18.82%
<b>PP (Payback Period)</b>	PP < life time	tahun	4.01
<b>PI (Profitability Index)</b>	PI > 1		1.71

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Artana. Soegiono. 2006. "*Transportasi LNG Indonesia*". Surabaya. Airlangga University Press
- [2] Lewis, Edward V.1988. "*Principal of Naval Architecture Vol.1 – Stability and Strength*". The Society of Naval Architects and Marine Engineer. Jersey City
- [3] K.Sri, H. Sri, H. Agus, W. Retyanto. 2006. "*Fuzzy Multi Attribute Decision Making (Fuzzy MADM)*". Yogyakarta. Graha Ilmu.
- [4] I.P. Fadilla. 2014. "*Studi Pemilihan Sistem Supply Listrik dengan Pendekatan TOPSIS dan Desain Sistem Kelistrikan pada Onshore receiving facility LNG di Celukan Bawang, Buleleng, Bali*". Surabaya. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [5] Dewabrata, Aldrin. 2014. "*Kajian Desain Fasilitas Penerima LNG di PLTG Gilimanuk, PLTG Pamaron, dan PLTG Pesanggaran berdasarkan NFPA 59A*". Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [6] Artana KB dan Ishida K. 2002. "*The Determination of Optimum Ships Design and Power Prediction Using Spreadsheet Model*", Journal of Japan Institute of Marine Engineering
- [7] Official website of : [www.pgn.co.id/en](http://www.pgn.co.id/en)

- [8] Willms, Carl dan La, Habra. 2007. *“Balanced Marine Loading Arm”*. United States
- [9] Joel, Aron dan Matthew, Ridolfi. 2004. *“Hose End Fitting”*. United States
- [10] Pollack, Jack dan Poldervaart, Leendert. 2006. *“Hydrocarbon Fluid Transfer”*
- [11] Pollack, Jack dan Wille, Heins. 2006. *“Quick LNG offloading”*. United States
- [12] Pollack, Jack dan Queau, Jeans. 2011. *“Cryogenic Transfer Hose”*. United States
- [13] IGC Code. *International Code for the Construction And Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*
- [14] NFPA 59A. *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*
- [15] Official Sedlaczek, R. 2008. *“Boil-Off in Large and Small Scale LNG Chains”*. Trondheim.
- [16] Artana KB, Iqro dan Dinariyana. 2012. *“Kajian Perencanaan Gas Handling System dan Transportation System: Studi Kasus Distribusi di Bali”*. Jurnal Teknik ITS, Surabaya
- [17] Official website of : <https://small-lng.com/>

- [18] Artana KB, dan Ishida K. 2002. *“Spreadsheet Modeling of Optimum Maintenance Strategy for Marine Machinery in Wear-Out Phase Subject to Port Location as One of the Maintenance Constraints, Maritime Engineering & Ports III”*. Elsevier
- [19] McGuire dan White. 2000. *“Liquefied Gas Handling Principles On Ships and in Terminals”*. New York: Springer-Verlag New York Inc.
- [20] Pujawan, Nyoman. 2012. *“Ekonomi Teknik Edisi Kedua”*. Surabaya. Guna Widya

*“ Halaman ini sengaja dikosongkan ”*

## BIOGRAFI PENULIS



Penulis dilahirkan di Denpasar pada tanggal 08 Juli 1994, merupakan putra dari pasangan Nyoman Dewi Suarjani dan Surya Darma Wijaya. Selama ini, penulis telah menjalani pendidikan formal di TK Kerta Kumara Denpasar, SD 1 SARASWATI Denpasar, SMPN 3 Denpasar dan SMAN 4 Denpasar.

Pada tahun 2012, penulis diterima sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS dengan NRP 4212100128 melalui jalur PKM ITS. Di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan ini penulis mengambil bidang *Reliability, Availability, Maintainability, and Safety* (RAMS). Selama menjalani pendidikan di ITS, penulis aktif dalam organisasi Himpunan Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan (HIMASISKAL) sebagai staff bidang Pelatihan dan Pengembangan dalam Departemen PSDM HIMASISKAL tahun kepengurusan 2013-2014 dan sebagai staff ahli bidang Riset dan Teknologi di Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknologi Kelautan (BEM FTK) tahun kepengurusan 2014-2015, penulis juga merupakan anggota di Laboratorium RAMS dan pernah menjadi *grader* listrik untuk mahasiswa yang mengambil mata kuliah Listrik dan Perkapalan. Penulis menyelesaikan studi S-1 nya dalam waktu 7 semester. Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS merupakan salah satu tempat yang berkesan bagi penulis dalam mengembangkan ilmu pengetahuan dan karakter menuju kesejahteraan umat manusia yang lebih baik.

Rheza Satria Ryadenata

Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan – FTK ITS Surabaya

*ryadenata@gmail.com*

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*